



**Universidad Nacional de Ingeniería**  
**Recinto Universitario “Pedro Arauz Palacios”**  
**Facultad de la Tecnología en la Industria**

**Mon**  
**621.3192**  
**L925**  
**2008**

**BUSCAR UNA ALTERNATIVA DE CONSUMO DE  
ENERGIA ELECTRICA EN LOS EDIFICIOS  
MARLON ZELAYA, JULIO PADILLA Y PABELLON  
TIPO UNAN EN EL RUPAP.**

**Presentado por:**

Br. Carlos José Loza  
Br. Gilberto Yadir Gonzales Reyes.

Optando por el título de: Ingeniero Mecánico

**Tutor:**

Ing. Wilmer Ramírez Velázquez

**Managua – Nicaragua**

Noviembre. 2008

## **CAPITULO I: INTRODUCCION**

1.1 INTRODUCCION.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivo específico.....	3
1.3 JUSTIFICACION.....	4
1.4 ANTECEDENTES.....	5

## **CAPITULO II. GENERALIDADES.**

2.1 FUENTES DE ENERGIA RENOVABLES.....	7
2.1.2 Energía solar.....	8
2.1.3 Efecto fotovoltaico.....	9
2.1.4 La celda o celula solar fotovoltaica.....	10
2.2 Modulo o panel solar fotovoltaico.....	14
2.2 Modulo o panel solar fotovoltaico.....	14
2.3 Baterías.....	19
2.4 Controladores de Carga.....	24
2.5 Inversores.....	26
2.6 Diodos de Protección contra flujo reverso:.....	27
2.7 Las cajas de breakers:.....	27

2.8 Cables. ....	27
2.9 Sistema de respaldo de energía. ....	29
2.10 Pre-factibilidad del sistema. ....	30
<b>3. CAPITULO III. Diseño del sistema solar fotovoltaico</b>	
<b>3.1 Diseño del sistema. ....</b>	<b>32</b>
3.2 Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico. ....	24
3.3 Formulario que se usara para el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico de los tres edificios. ....	34
3.1.1 Carga total diaria corregida. ....	35
3.3.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico. ....	35
3.3.3 Tamaño del arreglo solar. ....	36
3.3.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. ....	36
3.3.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. ....	36
3.3.5 Dimensionamiento del banco de baterías. ....	36
3.3.6 Tamaño del banco de baterías en el sistema. ....	37
3.3.7 Selección del controlador de carga. ....	38
3.3.8 Selección del inversor. ....	38
3.3.9 Elección del calibre del conductor. ....	39
3.3.10 Corriente del sistema. ....	39
3.3.11 Resistencia del cable: ....	39

## **CAPITULO IV. DISEÑO DE CARGA PARA LOS TRES EDIFICIOS.**

4.1 EDIFICIO MARLON ZELAYA: .....	41
4.1.2 Centro de carga numero 1.....	41
1.2.1 Carga total diaria.....	44
4.1.2.2 Carga total diaria corregida.....	44
4.1.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....	44
4.1.3.1 Energía generada por el modulo solar.....	44
4.1.3.2 Tamaño del arreglo solar.....	44
4.1.3.3 Numero de módulos en serie.....	44
4.1.3.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo.....	44
4.1.4 Dimensionamiento del banco de baterías: .....	45
4.1.4.1 Capacidad nominal del banco de baterías. ....	45
4.1.4.2 Capacidad corregida del banco de baterías: .....	45
4.1.4.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema: .....	45
4.1.4.4 Numero de baterías en serie.....	45
4.1.4.5 Arreglo de baterías en paralelo: .....	45
4.1.5 Caculo del controlador de carga: .....	46
4.1.6 Calculo del inversor. ....	46
4.1.7 Elección del calibre del conductor.....	47

4.1.7.1 Corriente del modulo fotovoltaico: .....	47
4.1.7.2 Corriente del sistema: .....	47
4.1.7.3 Corriente por cada cable. ....	47
4.1.7.4 Resistencia del cable: .....	48
4.1.7.5 Perdidas por cable. ....	48
4.2 Centro de carga # 2. ....	48
4.2.1.1 Carga total diaria. ....	48
4.2.1.2 Carga total diaria corregida: .....	48
4.2.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico. ....	48
4.2.2.1 Energía generada por el modulo solar. ....	48
4.2.2.2 Tamaño del arreglo solar. ....	48
4.2.2.3 Numero de módulos en serie. ....	48
4.2.2.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. ....	48
4.2.3 Dimensionamiento del banco de baterías. ....	50
4.2.3.1 Capacidad nominal del banco de baterías. ....	50
4.2.3.2 Capacidad corregida del banco de baterías. ....	50
4.2.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. ....	50
4.2.3.5 Arreglo de baterías en paralelo. ....	50
4.2.4 Caculo del controlador de carga. ....	50

4.2.5 Cálculo del inversor: .....	51
4.2.6 Elección del calibre del conductor.....	51
4.2.6.1 Corriente del modulo fotovoltaico: .....	51
4.2.6.2 Corriente del sistema.....	51
4.2.6.3 Corriente por cada cable. ....	51
4.2.6.4 Resistencia del cable. ....	52
4.3 Centro de carga numero 3. ....	53
4.3.1.1 Carga total diaria.....	53
4.3.1.2 Carga total diaria corregida. ....	53
4.3.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....	53
4.3.2.1 Energía generada por el modulo solar. ....	53
4.3.2.2 Tamaño del arreglo solar. ....	53
4.3.2.3 Numero de módulos en serie. ....	53
4.3.2.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. ....	53
4.3.3.2 Capacidad corregida del banco de baterías.....	54
4.3.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. ....	54
4.3.3.4 Numero de baterías en serie. ....	54
4.3.3.5 Arreglo de baterías en paralelo. ....	54

4.3.4 Cáculo de la capacidad del controlador de carga. ....	55
4.3.5 Calculo del número de inversores. ....	55
4.3.6 Elección del calibre del conductor: ....	55
4.3.6.1 Corriente del modulo fotovoltaico.....	55
4.3.6.2 Corriente del sistema. ....	55
4.3.6.3 Corriente por cada cable. ....	56
4.3.6.4 Resistencia del cable. ....	56
4.3.6.5 Perdidas por cable. ....	57
4.4 Edificio Julio Padilla. ....	58
4.4.1.2 Carga instalada en vatios. ....	59
4.4.1.3 Carga total diaria. ....	59
4.4.1.4 Carga total diaria corregida. ....	59
4.4.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico. ....	60
4.4.2.1 Energía generada por el modulo solar: ....	60
4.4.2.2 Tamaño del arreglo solar.....	60
4.4.2.3 Numero de módulos en serie. ....	60
4.4.2.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo.....	60
4.4.3 Dimensionamiento del banco de baterías. ....	60
4.4.3.1 Capacidad nominal del banco de baterías.....	60

4.4.3.2 Capacidad corregida del banco de baterías.....	61
4.4.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema.....	61
4.4.3.4 Numero de baterías en serie. ....	61
4.4.3.5 baterías en paralelo.....	61
4.4.4 Caculo de la capacidad del controlador de carga. ....	61
4.4.5 Calculo del número de inversores. ....	62
4.4.6 Elección del calibre del conductor. ....	61
4.4.6.1 Corriente del modulo fotovoltaico. ....	61
4.4.6.2 Corriente del sistema. ....	63
4.4.6.3 Perdidas por cable. ....	64
4.5.1 Edificio Tipo UNAN. ....	65
4.5.1.2 Edificio Tipo UNAN.....	65
4.5.1.3 Carga instalada en vatios.....	67
4.5.1.4 Carga total diaria. ....	67
4.5.1.5 Carga total diaria corregida.....	67



4.5.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico. . . . .	67
4.5.2.1 Energía generada por el modulo solar. . . . .	67
4.5.2.2 Tamaño del arreglo solar. . . . .	67
4.5.2.3 Número de módulos en serie. . . . .	67
4.5.2.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. . . . .	67
4.5.3 Dimensionamiento del banco de baterías. . . . .	67
4.5.3.1 Capacidad nominal del banco de baterías. . . . .	68
4.5.3.2 Capacidad corregida del banco de baterías. . . . .	68
4.5.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. . . . .	68
4.5.3.4 Numero de baterías en serie. . . . .	68

4.5.3.5 Arreglo de baterías en paralelo . . . . .	68
4.5.4 Cáculo de la capacidad del controlador de carga . . . . .	69
4.5.5 Calculo de números de inversores. . . . .	70
4.5.6 Elección del calibre del conductor . . . . .	70
4.5.6.1 Corriente del modulo fotovoltaico . . . . .	70
.5.6.2 Corriente del sistema. . . . .	70
4.5.6.3 Perdidas por cables . . . . .	72
4.5.7 Diagrama del sistema solar fotovoltaico: . . . . .	73

## **CAPITULO V: SISTEMA INVERSOR CARGADOR.**

5.1 Dimensionamiento del sistema inversor cargador . . . . .	75
--	----

5.2 Edificio Marlon Zelaya. . . . .	75
.2.1 Centro de carga # 1 . . . . .	75
3.2.3 Dimensionamiento del banco de baterías. . . . .	76
5.2.3.1 Capacidad nominal de banco de baterías. . . . .	76
5.2.3.2 Potencia de la batería. . . . .	76
5.2.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. . . . .	76
5.2.3.4 Numero de baterías en serie. . . . .	76
5.2.3.5 Arreglo de baterías en paralelo. . . . .	76
5.2.4Calculo del número de inversores. . . . .	77
5.3 Centro de carga # 2. . . . .	77

5.3.1 Carga total diaria. . . . .	77
5.3.2 Dimensionamiento del banco de baterías. . . . .	77
5.3.2.1 Capacidad nominal del banco de baterías. . . . .	77
5.3.2.2 Potencia de la batería. . . . .	77
5.3.2.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. . . . .	77
5.3.2.4 Numero de baterías en serie. . . . .	78
5.3.2.5 Arreglo de baterías en paralelo. . . . .	78
5.3.3 Calculo del número de inversores. . . . .	78
5.3.4 Centro de carga # 3. . . . .	78
5.3.5 Dimensionamiento del banco de baterías. . . . .	78

5.3.5.1 Capacidad nominal del banco de baterías. . . . .	78
5.3.5.2 Potencia de la batería. . . . .	79
5.3.5.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. . . . .	79
5.3.5.4 Numero de baterías en serie. . . . .	79
5.3.5.5Arreglo de baterías en paralelo. . . . .	79
5.3.6 Calculo del número de inversores. . . . .	79
5.4 Edificio julio padilla. . . . .	80
5.4.1 Carga instalada en vatios. . . . .	80
5.4.2 Dimensionamiento del banco de baterías. . . . .	80

5.4.2.1 Capacidad nominal del banco de baterías. . . . .	80
5.4.2.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. . . . .	80
5.4.2.4 Numero de baterías en serie. . . . .	80
5.4.2.5 Arreglo de baterías en paralelo. . . . .	80
5.4.3 Calculo del número de inversores. . . . .	81
5.5 Edificio Tipo UNAN. . . . .	81
5.5.1 Carga instalada en vatios. . . . .	81
5.5.1.1 Carga total diaria. . . . .	81
5.5.2 Dimensionamiento del banco de baterías. . . . .	81

5.5.2.1 Capacidad nominal del banco de baterías. . . . .	81
5.5.2.2 Potencia de la batería. . . . .	81
5.5.2.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. . . . .	82
5.5.2.4 Numero de baterías en serie. . . . .	82
5.5.2.5 Arreglo de baterías en paralelo. . . . .	82
5.5.3 Calculo del número de inversores. . . . .	82

## **CAPITULO VI. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE S.F.V.**

6.2 Baterías. . . . .	86
6.3 Controlador de carga. . . . .	88
6.4 Caja de conexiones. . . . .	88

6.5 Lámparas. . . . .	88
-----------------------	----

6.6 Inversor. . . . .	88
-----------------------	----

6.7 Conexión a Tierra. . . . .	90
--------------------------------	----

## **CAPITULO VII. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL S. F. V.**

7.1 Ventajas. . . . .	94
-----------------------	----

7.2 Desventajas. . . . .	97
--------------------------	----

## **CAPITULO VIII. Análisis económico**

8.1.1 Inversión Total para el Sistema solar Fotovoltaico. . . . .	96
---	----

8.1.2 Inversión Total del Proyecto con Inversor Cargador . . . . .	99
--	----



8.1.3 inversión total para el cielo raso . . . . .	100
8.1.4 Tablas de depreciación para el sistema solar fotovoltaico utilizando el Método de línea recta, evaluada a 10 años acepto las baterías . . . . .	102
8.1.5 Tabla de depreciación para el sistema inversor cargador . . . . .	103
8.1.6 Tabla de Datos del proyecto con Financiamiento . . . . .	104
8.1.7 Anualidad para el proyecto solar fotovoltaico . . . . .	104
8.1.8 Tablas de ahorro de energía . . . . .	105
8.1.9 Tabla de flujos puros (sin financiamiento) . . . . .	107
8.1.10 Flujo de Costo para el Sistema inversor cargador . . . . .	108
8.1.11 TIR Para los flujos sin financiamiento . . . . .	108
8.1.12 Flujo de costos para el sistema solar fotovoltaico . . . . .	109

8.1.12 Flujo de Costo para el Sistema Inversor Cargador . . . . .	110
8.1.13 TIR para flujos con financiamiento . . . . .	110
8.1.14 Conclusiones . . . . .	112
8.1.15 Recomendaciones. . . . .	114
8.1.16 Bibliografía . . . . .	115
8.1.16 Anexos . . . . .	115
8.1.16.1 Anexo A I . . . . .	118
8.1.16.2 Anexo A II . . . . .	119
8.1.16.3 Anexo A III . . . . .	120
8.1.16.4 Anexo A IV . . . . .	121

8.1.16.4 Anexo A V. . . . .	122
8.1.16.5 Anexo A VI. . . . .	123
8.1.17 Anexos sección B. . . . .	125
8.1.17.1 Anexo BI. . . . .	126
8.1.17.2 Anexo BII. . . . .	132
8.1.17.3 Anexo BIII. . . . .	135
8.1.17.4 Anexo BIV. . . . .	138



## CAPITULO I: INTRODUCCION

### 1.1 INTRODUCCION

En los siglos XVI, XVII y XVIII fue la época donde se tomo auge al descubrimiento de la Energía Eléctrica. En la actualidad se han inventado diferentes maneras para la generación de energía eléctrica. Estas se pueden clasificar en energía renovable y energía no renovable.

Energía renovable: son las que se usan y su fuente no se acaba debido a que siempre están en la naturaleza. Como es sol, agua, aire, viento etc. Los tipos de energía renovable son energía solar, energía eólica energía hidroeléctrica etc.

Energía no renovable: son las que se consumen una vez y después no se puede reponer su fuente. Como la leña, carbón vegetal los derivados del petróleo etc. De acuerdo al Balance Energético de Nicaragua presentado por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), En estos últimos años la leña representó el 57,3% del consumo final de energía, el carbón vegetal 1,4%, los derivados del petróleo el 31%, la energía eléctrica 6% y los residuos vegetales el 4,3% (ver grafico1). Con estos datos se muestra la importancia que tiene la leña en la demanda energética. Se estima que el consumo de leña es de 2.898.550 m<sup>3</sup> de madera equivalente a 2.000.000 t/año Respecto a la generación bruta de energía eléctrica del sistema eléctrico a nivel nacional (público y privado) para en los últimos años fueron: 81% térmica, 9%, hidroeléctrica 6%, geotérmica y 4% de Auto-productores (térmica).

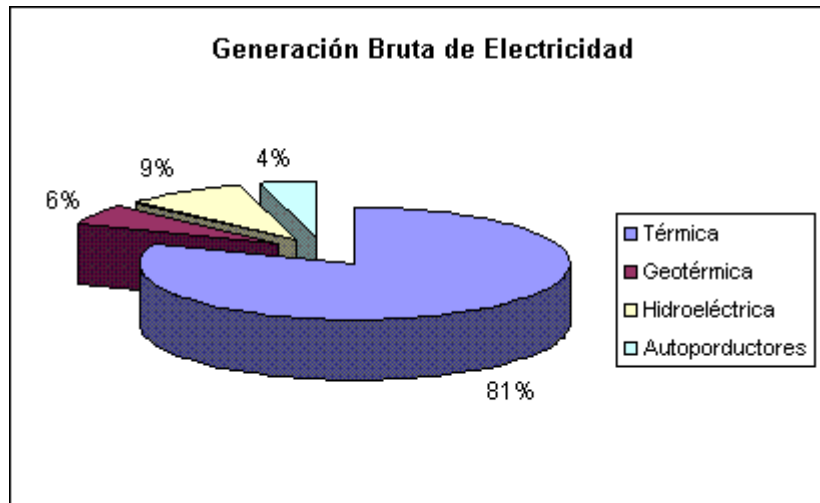


Grafico 1. Generación Bruta de Electricidad

Esto indica que en Nicaragua depende de un 81% de consumo de petróleo en la generación de energía eléctrica. El país no tiene una economía estable y al existir un incremento en los precios del petróleo se está presentando una crisis energética en el país.

## **1.2 OBJETIVOS.**

### **1.2.1 Objetivo general:**

Proponer a la Facultad de Tecnología de la Industria una alternativa de consumo de energía eléctrica en los edificios. Marlon Zelaya, Julio Padilla y Pabellón tipo UNAN.

### **1.2.2 Objetivo específico:**

- Diagnosticar el estado en que se encuentra el alumbrado en los edificios Julio Padilla, Marlon Zelaya y en el pabellón tipo UNAN.
- Dar a conocer alternativas para el consumo de energía eléctrica a través de energía renovable.
- Realizar un análisis económico del consumo de energía eléctrica en los edificios Julio Padilla, Marlon Zelaya y en el pabellón tipo UNAN.
- Promover el mejoramiento de la eficiencia energética en el consumo de los equipos instalados actualmente en los edificios Julio Padilla, Marlon Zelaya y en el edificio tipo UNAN.

### 1.3 JUSTIFICACIÓN.

Debido al consumo excesivo de energía eléctrica comprada a Unión Fenosa y el incremento del costo de la misma en estos últimos meses se busca una alternativa de consumo para reducir costos en el pago de la factura de la energía eléctrica de la Universidad. Si Unión Fenosa perteneciera al estado la UNI como universidad estatal estaría eximida de pagar por los servicios públicos protegidos por la ley de autonomía, pero como Unión Fenosa es una institución privada hay que pagar la energía que se consume.

Resolver dentro de la universidad la demanda energética más que todo por las noches en las aulas donde se recibe clases que se ha visto afectado en estos últimos meses debido a la crisis energética que atraviesa el país y como consecuencia incumplimiento con el programa de clases de la universidad.

1. La universidad no cuenta con un equipo de emergencia para los cortes de energía que se dan en el Recinto Universitario Pedro Arauz Palacio, por lo que se pretende hacer una tesis monográfica, que lleva como título **Buscar una alternativa de consumo de energía eléctrica en los edificios Julio Padilla, Marlon Zelaya y en el Pabellón tipo UNAN**. Para así poder tener los siguientes beneficios:
  - Promover el uso de energía renovable.  
Para que no estén sin luces las aulas de clases.
  - Para que los estudiantes tengan una mejor formación y preparación en .
  - Demostrar que es rentable la instalación de paneles solares fotovoltaicos.



## **1.4 ANTECEDENTES:**

Alrededor de los años 70's, en las instalaciones que actualmente pertenecen al Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios de la Universidad Nacional de Ingeniería, existía el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores Nicaragüense (INTESNIC) auspiciado por el gobierno de Gran Bretaña, no obstante con el Triunfo de la Revolución Sandinista, la cooperación Británica se retira y en 1985, EL INTESNIC pasa a manos de la Universidad Nacional de Ingeniería, siendo esta una universidad del Estado, y pasa a llamarse desde entonces Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios (RUPAP).

El Recinto Universitario Pedro Arauz Palacios inició sus funciones con pocos edificios siendo algunos de ellos el Marlon Zelaya, Edificio que actualmente pertenece a la Facultad de Tecnología de la Construcción y Facultad de Tecnología de la Industria, entre otros; pero debido a la creciente demanda estudiantil la universidad ha ampliado sus instalaciones trayendo consigo una mayor demanda de energía eléctrica y por ende un aumento en su factura eléctrica. Con el paso de los años el costo del petróleo se ha venido incrementando y por ende el costo de la generación de energía. En Nicaragua la generación de energía depende del petróleo y como consecuencia su alto costo repercute en el bolsillo de los nicaragüenses. Unión Fenosa es una empresa privada que nos vende el servicio de energía y la Universidad tiene que pagar por el servicio que cada día se incrementa más.

A partir de los años 80's la crisis energética comienza a incrementarse debido a múltiples causas, el bloqueo norteamericano, la guerra, la crisis económica y el precio del crudo. En los años 90's con el gobierno de Doña Violeta de Chamorro la crisis energética aumento debido a que el país continuaba recuperándose y los conflictos internacionales repercutían en nuestra economía. Los problemas continuaron durante los gobiernos del Doctor Arnoldo Alemán y el Ingeniero Enrique Bolaños agudizándose con este último,

y la universidad no se vio exenta de todos estos problemas afectando el desarrollo de sus programas perjudicando principalmente al estudiantado del turno nocturno. En los años 2005, 2006 y 2007, fueron años difíciles para el país donde la universidad se vio seriamente afectada con el incremento del precio del servicio y los apagones que se realizaban diariamente.

Debido a que es una institución del Estado, esta recibe un bajo presupuesto que le impide poder realizar inversiones importantes en el mantenimiento de sus instalaciones eléctricas, por lo que la mayoría de estas instalaciones no han sido renovadas, presentando actualmente deficiencias en el sistema eléctrico, ya que dicha carga eléctrica ha ido aumentando con el tiempo, y no se han dado las modificaciones necesarias para solventar dicha demanda de energía, provocando sobrecargas en las líneas de dichas instalaciones de energía eléctrica.

## **CAPITULO II. GENERALIDADES.**

### **2.1 FUENTES DE ENERGIA RENOVABLES:**

Las fuentes de energía renovable provienen del flujo de energía que recibe continuamente la tierra y que tiene su origen en el sol, aunque en algunos casos, existe una cierta contribución de los campos gravitatorios terrestre y lunar. En términos generales podemos considerar a la energía solar, como nuestra fuente energética total, porque todas las demás fuentes se derivan de la radiación de esta estrella.

El Sol se encarga de calentar la atmósfera terrestre, causando gradientes de temperatura, lo que trae consigo diferencias de presión, y como consecuencia los vientos, origen de la energía eólica.

También evapora el agua que bajo las condiciones atmosféricas propicias se precipita en forma de lluvia en zonas más altas, obteniendo con esto energía potencial la cual puede ser aprovechada con tecnologías de turbinas hidráulicas para generar electricidad o accionar equipos mecánicos.

El proceso de fotosíntesis de los vegetales aprovecha como fuente energética al sol, llevando a cabo reacciones químicas, las cuales la transforman en energía almacenada dentro de estos, y puede ser aprovechada, mediante combustión directa o transformada a otros combustibles, como por ejemplo el metanol y el etanol. Siendo el reino vegetal el principio de las cadenas alimenticias en los ecosistemas la energía contenida en esta es transferida, al ser consumidas por los seres herbívoros y así a los diversos aprovechamientos de la biomasa que se pueden obtener.

La energía mareomotriz es la desarrollada por las aguas en movimiento, especialmente por las mareas, como consecuencia del desnivel que alcanza el agua entre la marea alta y baja. La utilización industrial de tal energía solamente es posible en zonas costeras que reúnan determinadas

condiciones topográficas y marítimas en las cuales el valor de la amplitud o desnivel de las mareas sea comparable a una instalación hidroeléctrica de escasa altura de caída de agua, pero de considerable masa de esta. La finalidad exclusiva es la producción de energía.

### **2.1.2 Energía solar:**

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión del hidrógeno (en átomos de helio) contenido en el sol. Llega a la Tierra a través del espacio en cuantos de energía llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestres.

La radiación solar (flujo solar o densidad de potencia de la radiación solar) recogida fuera de la atmósfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocida como constante solar y es igual a  $1353 \text{ W/m}^2$ , variable durante el año un  $\pm 3\%$  a causa de la elasticidad de la órbita terrestre.

La intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar debido a la absorción y a la dispersión de la radiación que origina la interacción de los fotones con la atmósfera, así mismo esta intensidad de energía solar depende también, de forma complicada pero predecible, del día del año, de la hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía solar que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor.

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie dependen:

1. De las condiciones meteorológicas.
2. De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal.
3. De la presencia de superficies reflectantes.

En función del lugar, además, varía la relación entre la radiación dispersa y la total, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente dispersa y aumenta la componente reflejada. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida puede ser diferente dependiendo del lugar.

La posición óptima, en la práctica, se obtiene cuando la superficie está orientada al sur, con ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar.

La orientación al sur, de hecho, maximiza la radiación solar captada recibida durante el día y si la inclinación es igual a la latitud hace que sean mínimas, durante el año, las variaciones de energía solar captadas.

Nicaragua por ser un país tropical que se encuentra ubicada entre los trópicos de Cáncer y Capricornio muy cerca del ecuador, ( $12^{\circ}$  a  $15^{\circ}$  de latitud norte) la dirección de los rayos solares respecto a la perpendicular a la superficie de recogida es constante durante todo el año.

La recogida natural de energía solar se produce en la atmósfera, los océanos y las plantas de la Tierra.

### **2.1.3 Efecto fotovoltaico.**

El “efecto fotovoltaico” básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células están elaboradas a base de silicio puro (uno de los elementos más abundantes, siendo componente principal de la arena) con adición de impurezas de ciertos elementos químicos (boro y fósforo), y son capaces de generar cada una corriente de 2 a 4 amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 Voltios, utilizando como fuente la radiación luminosa. Además, ya que hasta hoy el material más utilizado para

la realización de las células solares es el silicio cristalino, se tomará en consideración el diodo de silicio.

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica están basadas en el aprovechamiento del efecto fotovoltaico que tiene mucho que ver con lo explicado anteriormente. De forma muy resumida y desde el punto de vista eléctrico, el “efecto fotovoltaico” se produce al incidir la radiación solar (fotones) sobre los materiales que definimos al principio como semiconductores extrínsecos. La energía que reciben estos provenientes de los fotones, provoca un movimiento caótico de electrones en el interior del material.

Al unir dos regiones de un semiconductor al que artificialmente se había dotado de concentraciones diferentes de electrones, mediante los elementos que denominábamos dopantes, se provocaba un campo electrostático constante que reconducía el movimiento de electrones. Recordemos que este material formado por la unión de dos zonas de concentraciones diferentes de electrones la denominábamos unión PN, pues la célula solar en definitiva es esto; una unión PN en la que la parte iluminada será la tipo N y la no iluminada será la tipo P.

#### **2.1.4 La celda o célula solar fotovoltaica.**

Una celda o célula solar es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. La gran mayoría de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino. Las celdas monocristalinas se encuentran más generalizadas y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia. Por otra parte, la experimentación con materiales tales como el Telurio de Cadmio o el Diseleniuro de Indio-Cobre está llevando a las células fabricadas con estas

sustancias a situaciones próximas ya a aplicaciones comerciales, contándose con las ventajas de poderse trabajar con tecnologías de láminas delgadas.

La mayor parte de las celdas solares están constituidas por una unión p-n como la descrita anteriormente. En celdas de Silicio que son las más empleadas, la unión p-n se consigue difundiendo fósforo en una oblea de Silicio que originalmente está toda ella impurificada con Boro (tipo p). La unión es muy superficial, con valores típicos de la capa difundida (región n, también denominada emisor) de 0,2 a 0,5  $\mu\text{m}$ . Las celdas tienen un espesor entre 100-150  $\mu\text{m}$ .

El contacto eléctrico sobre la cara iluminada que es la cara difundida, ha de hacerse de tal forma que deja al descubierto la mayor parte de su superficie, a fin de que penetre la luz en el semiconductor, pero proporcione, a la vez, una baja resistencia eléctrica. La solución de compromiso que suele adoptarse consiste en utilizar contactos metálicos en forma de peine, denominados malla de metalización. Por el contrario el contacto eléctrico posterior sobre la cara no iluminada cubre toda el área.

Se suelen utilizar contactos metálicos en forma de peine, denominados malla de metalización para la cara anterior. Por el contrario el contacto eléctrico posterior sobre la cara no iluminada cubre toda el área.

#### Diferentes tipos de Celdas o Células Solares

- Celda de Silicio Monocristalino.

Las células de silicio monocristalino se obtienen a partir de silicio muy puro que se refunde en un crisol junto con una pequeña proporción de Boro. Una vez que el material se encuentra en estado líquido se le introduce una varilla con un 'cristal germen' de silicio, que se va haciendo recrecer con nuevos átomos procedentes del líquido, que quedan ordenados siguiendo la estructura del cristal. De esta forma se obtiene una monocristal dopado, que

luego se corta en obleas de aproximadamente 3 décimas de milímetro de grosor. Estas obleas se introducen después en hornos especiales, dentro de los cuales se difunden átomos de fósforo que se depositan sobre una cara y alcanzan una cierta profundidad en su superficie. Posteriormente, y antes de realizar la serigrafía para las interconexiones superficiales, se recubren con un tratamiento antireflexivo de bióxido de titanio o zirconio.

- Celda de silicio policristalino.

El silicio policristalino está constituido por numerosos granos de Si monocristalino empacado al azar y se obtiene como paso intermedio en la producción de este.

El tamaño y la calidad de los granos determinan su efecto en el comportamiento de la celda solar. Entre más grande y perfecto son los granos, su comportamiento se asemeja más al de una celda hecha de Si monocristalino, pero tiene menos eficiencia. En consecuencia para integrar un sistema se necesita más celdas de Silicio policristalino para producir la misma potencia.

- Celda de silicio amorfo.

Hasta hace poco tiempo se pensaba que el Si amorfo era totalmente inapropiado para usos fotovoltaicos ya que sus propiedades estructurales y eléctricas se parecen más a la del vidrio que al del Silicio cristalino u otros materiales semiconductores. El Si amorfo, aunque nos es todavía muy bien entendido en muchos aspectos, puede perfectamente, ser bien utilizado en la manufactura de celdas solares.

El Silicio amorfo absorbe la luz 40 veces más que el Si cristalino. Esto permite que las celdas solares de Si amorfo sean muy delgadas, lo que es ventajoso económicamente ya que se utiliza menos material, sin embargo la eficiencia de conversión de luz solar en electricidad son normalmente menores.



- Celda solar de película delgada.

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica de película delgada es una estrategia para alcanzar la meta de celdas solares a bajo costo. La meta de la investigación actual es obtener delgadas películas poli cristalinas fabricadas mediante procesos de bajo costo que minimizan el proceso de manufactura. Los materiales más prometedores son: Selenio, Telurio, Fósforo, Tungsteno, Arsénico, indio y el Cadmio. Dadas las buenas propiedades que han mostrado estas nuevas tecnologías de película delgada, a más largo plazo se les concede un buen potencial como materiales eficientes y de bajo costo para la fabricación de celdas solares.

En la siguiente tabla se observa la eficiencia alcanzada por los varios tipos de celda, que han sido utilizadas en las diversas tecnologías de elaboración de los paneles solares fotovoltaicos.

Tabla 1. Tipos de Celdas y su eficiencia.

Tipos de Celda	Eficiencia para Módulos FV. (%)		Eficiencia máxima para celdas de laboratorio (%)
	Típicas	Máximas	
Silicio monocristalino	12 - 15	22.3	24
Silicio policristalino	11 – 14	15.3	28.6
Silicio Amorfo	6-7	10.2	12.7
Telurio de Cadmio	7 - 8	09.1	15.8
Diseleniuro de Cobre Indio.	-	-	16.4

## 2.2 Modulo o panel solar fotovoltaico:

Los paneles solares son dispositivos formados por celdas solares fotovoltaicas las cuales se encuentran unidas eléctricamente. Una celda cristalina de Si, produce aproximadamente 0.5 Voltios de electricidad. Varias celdas solares pueden ser conectadas y encapsuladas para formar un Módulo

Solar, que es el conjunto más básico de celdas fotovoltaico, el cual puede incluir desde menos de una docena hasta cerca de 100 celdas, para producir más electricidad.

Los módulos fotovoltaico planos pueden estar fijos en un soporte o moverse para seguir la trayectoria del sol, a través de un buscador solar. Los paneles móviles aprovechan los rayos perpendiculares del sol, pero tienen partes móviles que consumen energía e incrementan los requerimientos y costos de mantenimiento. A diferencia de los generadores eléctricos convencionales que producen corriente alterna (CA) los paneles fotovoltaicos producen corriente directa (CD) la cual es la forma de electricidad utilizable para muchas aplicaciones.

Un fenómeno muy importante a mencionar es la sombra. Los paneles solares son muy sensibles a la sombra, ya sea producida por el paso de una nube, una rama de un árbol o una simple hoja que caiga sobre el módulo hará que baje la corriente rápidamente así como el voltaje también descenderá, pero no tanto como la corriente. Cuando una celda solar es cubierta por una sombra, esta celda es una carga para el panel solar, pues está consumiendo energía en lugar de producirla.

Los datos usualmente encontrados en el panel solar son: voltaje de circuito abierto (Vic.), corriente de corto circuito (Sic) y la potencia máxima (Max). Todos estos datos indican la característica de nuestro panel solar cuando no presenta ningún aparato eléctrico conectado a este, o baterías y además, son medidas a una intensidad de luz a pleno sol similar a la del medio día (PM 12) en el desierto del Sahara (sol intenso y radiante, sin nubes), llamada AM 1(AIR MASS 1, en ingles).

Una celda fotovoltaica, un panel o módulo FV, pueden caracterizarse por un circuito eléctrico equivalente y una curva I-V variable en función de las condiciones ambientales de irradiación incidente y temperatura de operación.

La potencia que puede suministrar un módulo, dependerá del número de celdas que posea. Un valor típico para módulos compuestos por 36 celdas conectadas en serie oscila entre los 50W y 100W, (los más utilizados tienen superficies que varían de los 0,5 m<sup>2</sup> a los 1,3 m<sup>2</sup>) dependiendo del área de cada una de las celdas, aunque pueden tener diferentes tamaños, estar formados por diferentes potencias que varía entre los 50Wp y los 150Wp, según el tipo y la eficiencia de las células que lo componen.

Los parámetros de un módulo fotovoltaico, o de un generador FV puede obtenerse en general, multiplicando los de una celda que lo compone por el número de celdas conectadas en serie  $N_s$  y por el número de celdas conectadas en paralelo  $PP$ . (En realidad debido a las características diferentes de las celdas que componen un módulo FV, o de los módulos que componen un generador FV, se producen determinadas pérdidas denominadas “pérdidas de conexión” o “pérdidas de mismos”). Cuando las celdas se asocian en serie, circula la misma corriente a través de ellas, y el voltaje resultante es la suma de los voltajes de cada una. Cuando se asocian en paralelo se suman la corriente para un mismo valor de la tensión.

Si por ejemplo se tienen dos celdas conectadas en serie, con diferentes valores de  $S_{ic}$ , la corriente resultante de la asociación será igual a la corriente de la celda de menos  $S_{ic}$ , limitando la peor celda la corriente. Esto da lugar a que en el caso de módulos FV con varias celdas conectadas en serie, se utilicen diodos de protección denominados “bypass”, para prevenir el fenómeno del flujo en reversa.

El panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frene a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica. Estos elementos son:

1. Cubierta exterior de cara al sol. Es de vidrio y debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por una resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido de hierro.
2. Protección posterior. Igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales de diferentes características.
3. Encapsulante. De Silicona o más frecuentemente EVA (otilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectando en su transparencia por la continua exposición al Sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
4. Marco metálico. De Aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el modulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
5. Cableado y bornes de conexión. Habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.
6. Diodo de protección. Su misión es proteger contra sobre-cargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel.

Los Panel solares tienen entre 28 y 40 células, aunque lo más típico es que cuenten con 36. La superficie del panel o modulo puede variar entre 0.1 y 0.5m<sup>2</sup> y presenta dos bornes de salida, positiva y negativa, a veces tienen alguna intermedia para colocar los diodos de protección. Normalmente, los paneles utilizados, están diseñados para trabajar en combinación con baterías

de tensiones múltiplo de 12V, como veremos en la sección dedicada al acumulador.

La fabricación, comportamiento y características eléctricas y mecánicas del módulo fotovoltaico, vienen determinadas en la hoja de características del producto que proporciona el fabricante. Al Igual que en la célula solar son importantes los siguientes parámetros:

Potencia máxima o potencia pico del módulo (Max).

Si se conecta una cierta carga al panel, el *punto de trabajo* vendrá determinado por la corriente  $I$  y la tensión  $V$  existentes en el circuito. Estos habrán de ser menores que los  $S_{ic}$  y  $B_{oc}$  que definiremos más adelante. La potencia  $P$  que el panel entrega a la carga está determinada por la ecuación genérica:

$$P = I \cdot V$$

A su valor más alto se le llama potencia máxima o potencia pico del módulo. Los valores de la corriente y de la tensión correspondiente a este punto se conocen respectivamente como:

$I_{pmax}$ : Intensidad cuando la potencia es máxima o corriente en el punto e máxima potencia.

$V_{pmax}$ : La tensión cuando la potencia también es máxima o tensión en el punto de máxima potencia.

Otros parámetros son:

Corriente de cortocircuito ( $S_{ic}$ ), que se obtiene al cortocircuitar los terminales del panel ( $V=0$ ) que al recibir la radiación solar, la intensidad que circularía por el panel es de corriente máxima.

Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ), que se obtiene de dejar los terminales del panel en circuito abierto ( $I=0$ ), entre ellos aparece al recibir la radiación una tensión que será máxima.

Dichos parámetros se obtienen en unas condiciones estándar de medida de uso universal según la norma EN61215. Establecidas como sigue y que el fabricante debe especificar:

Irradiación:  $1000\text{W/m}^2$  ( $1\text{KW/m}^2$ )

Distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire)

Incidencia normal.

Temperatura de la célula:  $25^\circ\text{C}$

Otro parámetro que debería ser suministrado es la TONC o Temperatura de Operación Nominal de la Célula. Dicho parámetro se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

Irradiación:  $800\text{W/m}^2$

Distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire)

Incidencia normal

Temperatura ambiente:  $20^\circ\text{C}$

Velocidad del viento:  $1\text{m/s}$

Una vez conocidos estos parámetros, podemos determinar como afectan diferentes factores a los paneles fotovoltaicos.

La intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo más o menos constante el voltaje. Es importante conocer este efecto ya que los valores de la radiación cambian a lo largo de todo el día en función del ángulo del Sol con el horizonte, por lo que, es importante la adecuada colocación de los paneles

existiendo la posibilidad de cambiar su posición a lo largo del tiempo, bien según la ora del día o la estación del año.

Un mediodía a pleno sol equivale a una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Cuando el cielo está cubierto, la radiación a penas alcanza los  $100 \text{ W/m}^2$ .

La exposición al Sol de las células provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad. Una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$  es capaz de calentar una célula unos  $30^\circ\text{C}$  por encima de la temperatura del aire circundante. A medida que aumenta la temperatura, la tensión generada es menor, por lo que es recomendable montar los paneles de tal manera que estén bien aireados y, en el caso de que sea usual alcanzar altas temperaturas, plantearse la posibilidad de instalar paneles con un mayor número de células. Este factor condiciona enormemente el diseño de los sistemas de concentración, ya que las temperaturas que se alcanzan son muy elevadas, por lo que las células, deben estar diseñadas para trabajar en ese rango de temperatura o bien, contar con sistemas adecuados para la disipación de calor. (Ver Anexos A II)

### **2.3 Baterías.**

En las baterías se almacena la energía eléctrica producida por los módulos solares, se encarga de almacenar en forma electroquímica la energía eléctrica fluctuante (no constante) que recibe del módulo o campo fotovoltaico y proporcionarla (de manera casi constante y/o sostenida) a los elementos de consumo (lámparas o televisor). Como acumulador de la energía eléctrica generada en los módulos fotovoltaicos, la batería cumple las funciones de:

1. Amortiguar las fluctuaciones de corta duración en la energía que recibe del generador fotovoltaico.
2. Prolonga el lapso de tiempo de suministro de energía eléctrica por encima de los periodos de generación.

3. Da autonomía al Sistema Fotovoltaico en los eventuales intervalos en los que no ocurra generación (bien porque no hay sol, bien por ocurrencia de alguna falla).
4. Determina la tensión a la que deberían operar los elementos de consumo.

En las instalaciones fotovoltaicas lo más habitual es utilizar un conjunto de baterías asociadas en serie o paralelo para almacenar la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación. Hay que destacar que la fiabilidad de la instalación global de electrificación depende en gran medida de la del sistema de acumulación, siendo por ello un elemento al que hay que dar la gran importancia que le corresponde.

De cara a su empleo en instalaciones de electrificación fotovoltaica, es necesario conocer los siguientes conceptos:

**Capacidad:** Es la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga, es decir una batería de 130 Ah es capaz de suministrar 130A en una hora o 13 A en diez horas. Para acumuladores fotovoltaicos es usual referirse a tiempos de descarga de 100 horas.

También al igual que para módulos solares puede definirse el voltaje de circuito abierto y el voltaje en carga. Las baterías tienen un voltaje nominal que suele ser de 2, 6, 12, 24V, aunque siempre varíe durante los distintos procesos de operación. Es importante el voltaje de carga, que es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador a ser cargado.

**Eficiencia de carga:** es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la realmente almacenada. Una eficiencia del 100% significa que toda



la energía empleada para la carga puede ser remplazada para la descarga posterior.

Si la eficiencia de carga es baja, es necesario dotarse de un mayor número de paneles para realizar las mismas aplicaciones.

Autodescarga: Es el proceso por el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.

Profundidad de descarga: Se denomina profundidad de descarga al valor en tanto por ciento de la energía que se ha sacado de un acumulador plenamente cargado en una descarga. Por ejemplo, si tenemos una batería de 100 Ah y la sometemos a una descarga de 20 Ah, esto representa una profundidad de descarga del 20%.

A partir de la profundidad de descarga podemos encontrarnos con descargas superficiales (de menos del 20%) o profundas (hasta 80%). Ambas pueden relacionarse con ciclos diarios y anuales. Es necesario recalcar que cuanto menos profundos sean los ciclos de carga/descarga, mayor será la duración del acumulador. También es importante saber que, para la mayoría de los tipos de baterías, un acumulador que queda totalmente descargado, puede quedar dañado seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga. Todos estos parámetros característicos de los acumuladores pueden variar sensiblemente con las condiciones ambientales, tal como ocurría en los módulos fotovoltaicos.

En diferentes fases de desarrollo se encuentran baterías de distintos tipos, algunos de los cuales son:

Plomo ácido (Pb-ácido)

Níquel-Cadmio (Ni-Cd)

Níquel-Zinc (Ni-Zn)

Zn-Cloro (Zn-Cl<sub>2</sub>)

Entre las más usadas están las de Plomo Ácido y las de Ni-Cd.

Plomo Ácido: Estas baterías se componen de varias placas de plomo en una solución de ácido sulfúrico. La placa consiste en una rejilla de aleación de Plomo con una pasta de óxido de Plomo incrustada sobre la rejilla. La solución de ácido sulfúrico y agua se denomina electrolito. El voltaje nominal es de 2 V.

Ni-Cd: Las baterías de Níquel-Cadmio tienen una estructura física similar a las de Plomo-ácido. En lugar de Plomo, se utiliza hidróxido de Níquel para las placas positivas y óxido de Cadmio para las negativas. El electrolito es hidróxido de Potasio. El voltaje de salida de estas es de 1.2 voltios por celda y su voltaje varía muy poco con el uso hasta que la misma, está casi totalmente descargada. Aguantan procesos de congelación y descongelación sin ningún efecto sobre su comportamiento. Las altas temperaturas tienen menos incidencia que en las de Plomo-ácido. Los valores de auto descarga oscilan entre 3 y 6% al mes. Las baterías de Ni-Cd no pueden ser testadas con la misma fiabilidad que las de Plomo-ácido. Por tanto, es necesario controlar el estado de carga, las baterías de Ni-Cd no son la mejor opción.

En la diversidad de tipos de baterías para uso de sistemas fotovoltaicos, nos encontramos con las baterías de 'ciclo poco profundo'

Estas se diseñan para descargas del 10 al 25% de su capacidad total en cada ciclo. La mayoría de las baterías de 'ciclo profundo' fabricadas para aplicaciones fotovoltaicas se diseñan para descargas de hasta un 80% de su capacidad, sin dañarse. Los fabricantes de baterías de Níquel-Cadmio aseguran que pueden ser totalmente descargadas sin daño alguno.

De todos los acumuladores más del 90% del mercado corresponde a las baterías de plomo ácido, que en general, y siempre que pueda realizarse un mantenimiento, son las que mejor se adaptan a los sistemas de generación fotovoltaica. Dentro de las de plomo ácido se encuentran las de Plomo-Calcio (Pb-Ca) y las de Plomo-Antimonio (Pb-Sb). Las primeras tienen a su favor un

menor auto descarga, así como un mantenimiento mas limitado, mientras que las de Pb-Sb de tipo abierto y tubular se deterioran menos con la sucesión de ciclos y presentan mejores propiedades para niveles de baja carga. Este segundo tipo de baterías soporta grandes descargas.

Por su implantación a nivel comercial tiene también cierta importancia los acumuladores de Níquel-Cadmio, que entre otras ventajas frente a las de plomo ácido presentan la posibilidad de ser empleados sin elemento regulador, la posibilidad de permanecer largo tiempo con bajo estado de carga, la estabilidad en la tensión suministrada y un mantenimiento mucho más espaciado en el tiempo. Sin embargo, su coste se cuadruplica y su baja capacidad a régimen de descarga lenta, desaconseja su uso en gran parte de las aplicaciones fotovoltaicas.

Todas estas baterías pueden presentarse en forma estanca, conocidas como libres de mantenimiento o sin mantenimiento, lo que es beneficioso para algunas aplicaciones. No obstante, presentan una duración muy limitada frente a los acumuladores abiertos, no existen en el mercado acumuladores estancos de alta capacidad y son más caros que los abiertos.

El resto de baterías no presenta en la actualidad características que hagan recomendable su empleo en sistemas de electrificación fotovoltaica. En relación a las baterías deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

1. Instalar las baterías en lugares ventilados, evitando la presencia de llamas cerca de las mismas.
2. Ajustar el nivel del electrolito hasta la altura recomendada por el fabricante, utilizando siempre agua destilada, nunca agua del grifo y teniendo especial precaución para no tocarlo ni derramarlo.
3. Una vez conectadas las baterías, las bornes deben cubrirse con vaselina.
4. No utilizar las baterías del sistema fotovoltaico para arrancar vehículos.

5. No debe utilizarse conjuntamente baterías de distintos tipos cuando no estén preparadas para ello.
6. Con el fin de prevenir posibles cortocircuitos debe respetarse la polaridad, las herramientas deben estar adecuadamente protegidas y las baterías o los terminales deben estar cubiertos para prevenir cortocircuitos accidentales por caída de objetos.
7. Las baterías deben estar colocadas por encima del nivel del suelo.  
(Ver anexos A III)

## **2.4 Controladores de Carga.**

Este es el cerebro del sistema fotovoltaico. Su objetivo esencialmente es de protección a las baterías y otros dispositivos, sin alterar el suministro constante de energía a las cargas, evitando de esta manera que se puedan dañar, sobrecargarse o descargarse rápidamente, lo cual podría causar daños irreversibles o reducir su vida útil.

### **Sus funciones principales son.**

1. Proveer de un dispositivo de desconexión entre la batería y el arreglo fotovoltaico, que se accione cuando el voltaje de la batería halla alcanzado un nivel alto predeterminado.
2. Proporcionar un dispositivo de desconexión entre la batería y las cargas que se accione cuando esta alcance el nivel mínimo permitido del voltaje.
3. Regular el voltaje de la batería durante el proceso de la carga de la misma, para mantener un nivel de carga constante, a pesar de las variaciones en la producción de la energía.

Ese sistema es siempre necesario, salvo en el caso de los paneles autorregulados. El regulador tiene como función fundamental impedir que la batería continúe recibiendo energía del colector solar una vez que ha alcanzado su carga máxima. Si, una vez que se ha alcanzado la carga

máxima, se intenta seguir introduciendo energía, se inicia en la batería procesos de gasificación (hidrólisis del agua en hidrógeno y oxígeno) o de calentamiento, que pueden llegar a ser peligroso y, en cualquier caso, acortaría sensiblemente la vida de la misma.

Otra función del regulador es la prevención de la sobredescarga, con el fin de evitar que se agote en exceso la carga de la batería, siendo éste un fenómeno, que como ya se ha dicho, puede provocar una sensible disminución en la capacidad de carga de la batería en sucesivos ciclos.

Algunos reguladores incorporan una alarma sonora o luminosa previa a la desconexión para que el usuario pueda tomar medidas adecuadas, como reducción del consumo, u otras.

Los reguladores más modernos integran las funciones de prevención de la sobrecarga y las sobredescargas en un mismo equipo, que además suministra información del estado de carga de la batería, la tensión existente en la misma a demás de ir provistos de sistemas de protección tales como fusibles, diodos, etc., para prevenir daños en los equipos debidos a excesivas cargas puntuales. Estos reguladores también pueden incorporar sistemas que sustituyan a los diodos encargados de impedir el flujo de electricidad de la batería a los paneles solares en la oscuridad, con un costo energético mucho menor. (Ver anexos A IV)

## **2.5 Inversores:**

Maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga. Su finalidad es la de convertir la corriente directa proveniente de la batería (por ejemplo, 12 V dic.) en energía eléctrica alterna (por ejemplo, 120 V acá) para alimentar el sistema.

La capacidad del inversor va conforme a la necesidad de transformación que se requiere o sea de la potencia (watts) de salida que se necesitan para el

funcionamiento de los aparatos eléctricos. El tipo de inversor se selecciona suponiendo que todos los aparatos eléctricos están encendidos a la misma vez.

El inversor ideal debe cumplir con algunos requisitos como son:

1. Capacidad de sobre tensión.
2. Regulación de voltaje de salida.
3. Mínima distorsión armónica.
4. Alta eficiencia y facilidad de reparación.

En ciertos casos la mejor solución es un convertidor de tensión continua. En otras aplicaciones, la utilización incluye elementos que trabajan en corriente alterna. Puesto que tanto los paneles como las baterías trabajan en corriente continua, es necesaria la presencia de un inversor que transforme la corriente continua en alterna.

Un inversor viene caracterizado principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar a la del generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

La eficiencia del inversor varía en función de la potencia consumida por la carga. Esta variación es necesario conocerla, sobre todo si la carga en alterna es variable a fin de que el punto de trabajo del equipo se ajuste lo mejor posible a un valor promedio especificado. Se puede considerar la eficiencia al 70% de la carga (0,7) como un parámetro de eficiencia significativo del inversor, debiendo de estar por encima del 70% cuando la tensión de entrada al inversor es de 24V y por encima del 80% cuando es del 110V.

Otros aspectos importantes que habrán de cumplir los inversores son:

1. Deberán tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga. No todos los inversores existentes en el mercado cumplen estas características. Sin embargo, es cada vez más sencillo equipos específicamente diseñados para cubrir plenamente estas aplicaciones.
2. Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.
3. Incorporaciones y desconexiones automáticas cuando no se esté empleando ningún equipo de corriente alterna.
4. Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 200% de su potencia máxima.
5. Cumplir con los requisitos, que para instalaciones de 220V. C.A. establece el Reglamento de Baja Tensión.

En cualquier caso la definición del inversor a utilizar debe realizarse en función de las características de la carga. En función de esta última se podrá acudir a equipos más o menos complejos.

Se recomienda acudir a inversores diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas.

Por otra parte, existen en el mercado tipos muy diferentes de inversores, con grados de complejidad y prestaciones muy variables. Según el tipo de cargas que vaya a alimentar, es posible recurrir a inversores muy simples, de onda cuadrada o si así se requiere, inversores de señal sinodal, más o menos sofisticados.

## **2.6 Diodos de Protección contra flujo reverso:**

Impiden que la batería se descargue a través de los paneles fotovoltaicos en ausencia de luz solar. Los diodos de bloqueo evitan que un grupo de paneles en serie absorba flujo de corriente de otro grupo conectado a él en paralelo y los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra.

## **2.7 Las cajas de breakers:**

Es el accesorio que recibe el cableado del regulador y se convierte en el centro de distribución de la red de consumo (lámparas, televisor etc.), garantizando una adecuada interconexión entre el controlador de carga o el inversor y los ramales de consumo.

## **2.8 Cables.**

Son los conductores eléctricos que transportan la energía eléctrica directa e intercomunican los diferentes componentes del sistema fotovoltaico. Puesto que existen cuatro circuitos básicos en un sistema fotovoltaico de almacenamiento, el calibre de los diferentes conductores debería ceñirse a los requerimientos eléctricos de cada parte del sistema. (Ver Anexos A IV)



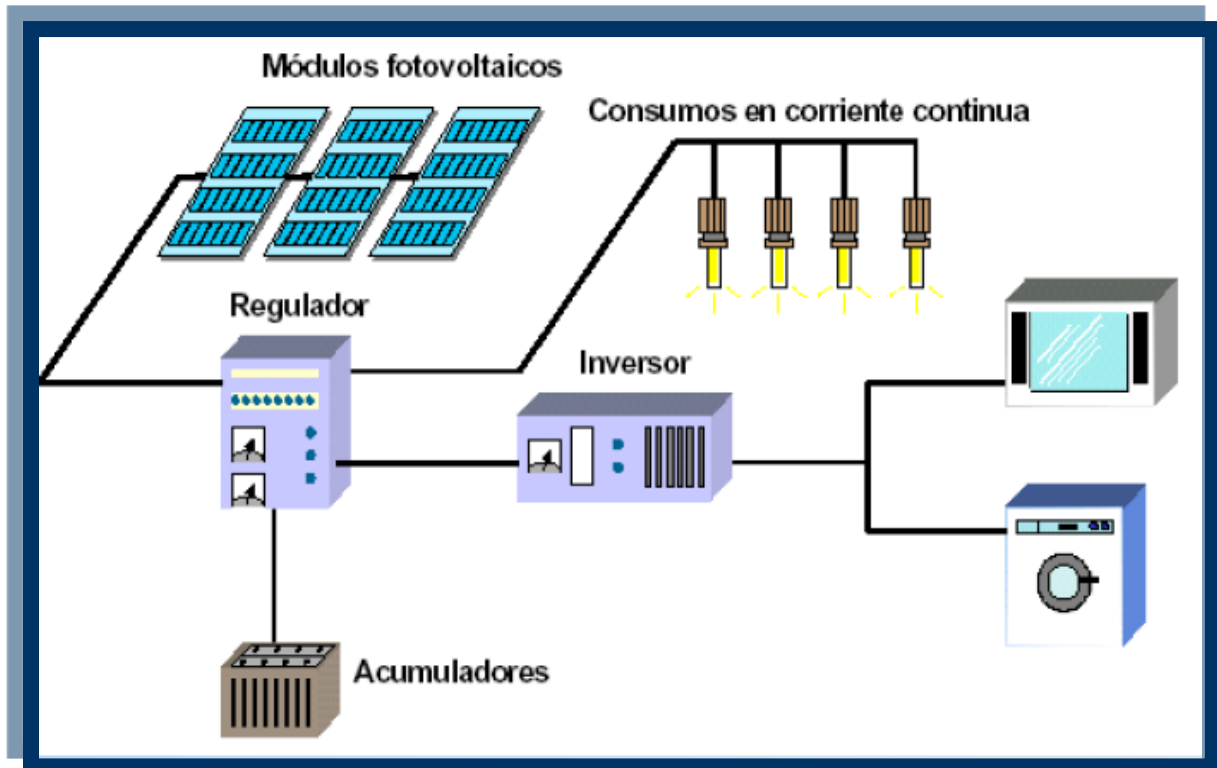


Gráfico No. 2. Componentes de un sistema solar fotovoltaico.

## 2.9 Sistema de respaldo de energía

Un sistema de respaldo de energía, es aquel que se encarga de suministrar energía a determinado equipo, sala, residencia, empresa o industria, etc. Este tipo de sistema cuenta con dos categorías, determinadas con respecto al tiempo establecido para su respaldo.

1. **Respaldo Total:** Es un sistema en el cual el sistema logra completar la potencia demandada por el tiempo que el usuario desee proveerse de ese tipo de energía hasta reparar o acoplarse al otro sistema al cual desea que sus equipos estén instalados.
2. **Respaldo parcial:** Es un sistema de seguridad, en donde este provee de cierta potencia a determinada cantidad de equipos, en vista que el sistema instalado posee fallas, o se reparará, o se está rediseñando para un mejor rendimiento. Como este sistema está previsto de poca

potencia, su tiempo de utilización es corto, pero adecuado para que ciertos equipos se apaguen correctamente y/o no sufran daños al efectuarse el corte de suministración de energía eléctrica repentinamente en estos equipos.

Estos sistemas pueden estar diseñados de diferentes formas de obtención de energía, la cual convierten en energía eléctrica, los más principales son:

- Plantas eléctricas: obteniendo energía a base de combustión de derivados del petróleo
- Sistemas Fotovoltaicos: obteniendo energía de la luz solar
- Sistemas Eólicos: obteniendo energía del flujo de viento
- Baterías Recargables: obteniendo energía a base de procesos químicos.

## **2.10 Pre-factibilidad del sistema**

Se analizó los diferentes tipos de sistema de respaldo que se pueden instalar, para asegurar un flujo eléctrico continuo, por un determinado tiempo equivalente a 4(cuatro) horas, el cual es el tiempo determinado que abarca una parte de la ultima hora del turno diurno y las horas completas del turno nocturno este tiempo será necesario para que los estudiantes reciban sus clases y no salgan perjudicado cuando haya un corte de energía en el recinto.

Los diferentes sistemas de respaldo más comunes en Nicaragua son:

- Sistema de planta eléctrica
- Sistema eólico
- Sistema de inversor cargador
- Sistema solar fotovoltaico

Estos sistemas últimamente han tenido bastante auge, ya que empresas competitivas se han visto expuestas al incremento de tiempo ocioso en sus horas hábiles, provocado por el racionamiento de energía excesivo realizado por la empresa distribuidora de energía eléctrica.

En el estudio realizado se experimentara con dos tipos de sistemas de respaldo, seleccionando los más económicos, menos contaminantes y de fácil control e instalación.

Se realizara el estudio para los sistemas de respaldo como son, el sistema solar fotovoltaico y el sistema inversor cargador determinado al final del estudio cual es el más viable y cuál de ellos le conviene a la universidad.

## **CAPITULO III. Diseño del sistema solar fotovoltaico.**

### **3.1 Diseño del sistema.**

El sistema se diseñara para suministrar cierta cantidad de energía a los edificios Marlon Zelaya. Julio Padilla. Y el edificio tipo UNAN en los cuales reciben clases los estudiantes de las carreras ingeniería Mecánica, ingeniería Industrial, ingeniería Civil, ingeniería Agrícola, e ingeniería en sistemas, en el recinto Pedro Arauz Palacios (RUPAP) en la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), ubicada de los semáforos de Villa Progreso 500 mts al Este, situada en Managua, ciudad capital de Nicaragua.

Los paneles serán instalados en los techos de cada una de los edificios, excepto en el techo del edificio Marlon Zelaya estos serán instalado en un campo abierto aproximadamente a 28m de distancia debido a que el área del techo es pequeño y los paneles no cabrían y debido a que el sistema es autónomo por cada edificio, además estas áreas son bastante seguras y no tendrán presencia de sombra ya que se talarían los arboles en época de invierno existentes a sus alrededores y se evitará en gran parte la mayoría de los accidentes provocados por golpes de animales, piedras y personas curiosas.

Como el sistema será instalado en la zona de Managua, significa que los paneles captarán bastante energía, ya que la radiación solar que incide en la localidad tiene un promedio de 4.41 y 6.15 W/m<sup>2</sup>, ver tabla en anexos A V.

Pero se escogerá la radiación más baja por motivo de seguridad de los equipos eléctricos con una nubosidad de 2.0 octas, según anexos la ciudad de Managua es irradiada por un brillo solar anual medio de 125942.7 h/dec, según anexos A VI, es caracterizada por tener un valor de viento medio anual de 2.3 m/seg, lo cual la caracteriza como una zona de poco viento, según anexos A VI. Managua es una de las zonas calientes en Nicaragua, ya que se

encuentra en el pacifico de este país, con un valor medio anual de temperatura media, equivalente a 26.9°C.

Todos estos valores son provocativos para la instalación de sistemas fotovoltaicos ya que cumple adecuadamente con las condiciones de funcionamiento para los paneles.

El plano eléctrico de los edificios están reflejados en dibujo en la parte de los anexos A VII, A VIII, A IX y en disco adjunto a la monografía, en archivos de autocar, edificio Marlon Zelaya 1ra y 2da planta, edificio Julio Padilla 1ra y 2da planta, y el edificio tipo UNAN, que consta de una planta.

Para instalar el banco de baterías, los controladores y los inversores se propondrán un lugar apropiado, para la seguridad del sistema, determinando que el sistema de acumulación de energía está diseñado para un suministro grande.

La sala principal para el edificio Marlon Zelaya donde se instalara el banco de baterías los controladores e inversores se propondrá donde es la oficina de UNEN actualmente debido a que el numero de baterías que componen el banco es grande.

La sala principal para la instalación del banco de baterías controladores e inversores del edificio Julio padilla se recomienda debajo de las gradas que conducen a al segunda planta y que están en la entrada al edificio recomendando vigilancia continua.

La sala principal para la instalación del banco de baterías controladores e inversores para el edificio tipo UNAN se recomienda la aula mediana que está contiguo al pasillo intermedio y que actualmente se está ocupando como bodega para pupitres dañados.

Estos edificios trabajan con una tensión de 120V, suministrada para todos los equipos a excepción de los aires acondicionados los cuales trabajan con una tensión de 220 V, y no se incluyeron en el estudio debido a que se trata de minimizar costos, en el panel central del edificio Marlon Zelaya se ve reflejado que trabaja con un suministro de energía de la red de forma monofásica, la cual a lo largo de la distribución de los breares se divide para su fácil distribución y de esta manera hacerlo mas sencillo para su manipulación.

### **3.2 Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico.**

Se realizo un estudio de carga para los 3 edificios antes mencionados para determinar la potencia consumida para 4 horas el cual es el tiempo que funcionara el sistema de emergencia cuando hayan cortes de energía, las cuales abarcan de la 5:30 a las 9:30 de la noche y de esta manera no perjudicar a los estudiantes de la ultima hora del turno de la tarde y el turno nocturno los cuales se han visto afectados por los cortes de energía.

En el estudio de carga de los tres edificios se excluyeron las luminarias en forma de cobra, los aires acondicionados, las computadoras, los toma corrientes y el uso de retroproyector y data show. Ya que el uso de estos equipos incrementan la carga y el tamaño del sistema.

### **3.3 Formulario que se usara para el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico de los tres edificios.**

Carga total diaria: Es igual a la carga instalada por el número de horas de uso.

El sistema fotovoltaico se diseñara para 4 horas de uso (5: 30 PM – 9:30 PM).

(Ecuación 1)

Donde:

Carga total diaria.

: Carga instalada.

: Numero de horas de uso.

Tensión del sistema es igual a 48 voltios (se decidió trabajar el S.F.V. a 48 voltios según tabla cuando la carga instalada supera los 5000 W)

Factor de seguridad (Se trabajara con un factor de seguridad del 25 % según recomendaciones de los expertos)

### **3.3.1 Carga total diaria corregida:**

(Ecuación 2)

Donde:

$$\cdot$$

Radiación solar: se escogió 4.41W/m<sup>2</sup> según tabla la cual es el número de horas sol pico mínimo correspondiente a la ciudad de Managua.

### **3.3.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico:**

Potencia nominal del modulo solar: Se selecciono paneles de 200 W debido a que el S.F.V. es grande y se necesita reducir costos y este es el panel más grande encontrado en el mercado nicaragüense.

Energía generada por el modulo solar:

(Ecuación 3)

Donde:

$$\cdot$$

\_\_\_\_\_

### 3.3.3 Tamaño del arreglo solar.

— (Ecuación 4)

Donde:

Tensión nominal del modulo solar: 12 voltios (viene en la información del catalogo).

— (Ecuación 5)

Donde:

—

### 3.3.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo:

— (Ecuación 6)

Donde:

### 3.3.5 Dimensionamiento del banco de baterías:

Días de reserva: Existe un rango de días de reserva según recomendación de los expertos de 2 – 5 días, se seleccionara 2 días debido a que Managua es una zona soleada la mayor parte del año.

(Ecuación 7)

Donde:



Profundidad de descarga: Según recomendaciones se seleccionara la unidad.  
1

Tensión DC nominal de la batería: Se selecciono baterías de ciclo profundo de 6 voltios.

Capacidad nominal de la batería: La corriente del S.F.V. es grande por eso se escogió baterías de ciclo profundo a 420 amph.

Capacidad corregida del banco de baterías:

(Ecuación 8)

Donde:

Es la capacidad corregida del banco de baterías.

: Profundidad de descarga.

: Tensión nominal de la batería.

: Capacidad nominal de la batería.

= 1 \* 6 Volts. \* 420 amph.

= 2520 Wh

### 3.3.6 Tamaño del banco de baterías en el sistema:

= — (Ecuación 9)

Tensión DC nominal del sistema: 48 volts

Numero de baterías en serie:

= — (Ecuación 10)

Donde:

: Numero de baterías en serie.

= —

= 8 baterías en serie.

Arreglo de baterías en paralelo:

: — (Ecuación 11)

Donde:

: Arreglo de baterías en paralelo.

### 3.3.7 Selección del controlador de carga:

Potencia del modulo: 200w los cuales serán instalado 4 en serie para cumplir con el voltaje del sistema el cual es de 48 voltios.

La capacidad del controlador se calcula con la siguiente formula.

= — (Ecuación 12)

Dónde.

: Corriente del controlador de carga.

Ppf: potencia del panel fotovoltaico.

: numero de paneles fotovoltaicos

Voltaje operacional.

### 3.3.8 Selección del inversor.

— (Ecuación 13)

Dónde.

### 3.3.9 Elección del calibre del conductor

Corriente del modulo fotovoltaico:

(Ecuación 14)

—

————

16.66 Ah

La corriente generada por un panel de 200w es 16.66Ah.

### 3.3.10 Corriente del sistema.

———— (Ecuación 15)

Dónde

: Intensidad del sistema.

: Potencia instalada.

: Voltaje del sistema.

25%: porcentaje de seguridad.

### 3.3.11 Resistencia del cable:

———— (Ecuación 16)

Donde

Resistencia del cable.

Resistencia del material.

Longitud del cable.

Perdidas por cables.

Las pérdidas por cable están determinadas en Wat es decir, es potencia perdida por lo que según la ley de ohm, se plantea que:

$$^2 * R. \text{ del cable (Ecuación 17)}$$

Donde:

: Son las perdidas por cable.

## **CAPITULO IV. DISEÑO DE CARGA PARA LOS TRES EDIFICIOS.**

### **4.1 EDIFICIO MARLON ZELAYA:**

El edificio Marlon Zelaya cuenta con dos plantas, la planta # 1 es alimentada por dos centros de cargas y la planta # 2 es alimentada por un centro de carga es por lo cual que el sistema se dividió en tres subsistemas, para el diseño del diagrama unifilar, el centro de carga # 1 cuenta con una carga de 4280 w, el centro de carga # 2 cuenta con una carga de 5400 w, el centro de carga # 3 cuenta con una carga de 8080 w.

A continuación se muestra el cálculo de la carga instalada por cada uno de los equipos evaluados en el estudio en ambas plantas del edificio. **(Ver tabla 3 y 4)**

Tabla 3 balance de carga de la planta baja del edificio Marlon Zelaya.

Edificio Marlon Zelaya planta baja						
Equipos	Potencia en vatios	Número de equipos	Horario de uso 5:30 – 9:30	Potencia en kph		
				Día	Mes	Año
Luminarias aula 1016	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1017	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1018	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1019	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1020	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1021	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Abanicos aula 1016	60	4	240	0.96	28.8	262.8
Abanicos aula 1017	60	4	240	0.96	28.8	262.8
Abanicos aula 1018	60	4	240	0.96	28.8	262.8
Abanicos aula 1019	60	4	240	0.96	28.8	262.8
Abanicos aula 1020	60	4	240	0.96	28.8	262.8
Abanicos aula 1021	60	4	240	0.96	28.8	262.8
Luminarias sanitarios varones	20	2	40	0.16	4.8	43.8
Luminarias sanitarios damas	20	2	40	0.16	4.8	43.8
pasillos	40	52	2080	8.32	249.6	2277.6
Luminarias del pasillo entre el cafetín y el edificio Marlon Zelaya	40	8	320	1.28	38.4	350.4
total	720	232	9680	38.72	1161.6	14132.8

Tabla 4 balance de carga de la planta alta del edificio Marlon Zelaya

Edificio Marlon Zelaya planta alta						
Equipos	Potencia en vatios	Número de equipos	Horario de uso 5:30–9:30	Potencia en kph		
				Día	Mes	Año
Luminarias aula 1022	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1023	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1024	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1025	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1026	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Luminarias aula 1027	40	24	960	3.84	115.2	1401.6
Abanicos aula 1022	60	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1023	60	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1024	60	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1025	60	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1026	60	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1027	60	4	240	0.96	28.8	350.4
Luminarias sanitarios varones	20	2	40	0.16	4.8	58.4
Luminarias sanitarios damas	20	2	40	0.16	4.8	58.4
pasillos	40	20	800	3.2	96	1168
Total	680	192	8080	32.32	969.6	11796.8

#### **4.1.2 Centro de carga numero 1.**

##### **4.1.2.1 Carga total diaria (ver ecuación 1)**

.

##### **4.1.2.2 Carga total diaria corregida. (ver ecuación 2)**

#### **4.1.3 Dimensionamiento del generador fotovoltaico:**

##### **4.1.3.1 Energía generada por el modulo solar (ver ecuación 3)**

\_\_\_\_\_

##### **4.1.3.2 Tamaño del arreglo solar. (ver ecuación 4)**

= \_\_\_\_\_

.

##### **4.1.3.3 Numero de módulos en serie. (Ver ecuación 5)**

\_\_\_\_\_

.

##### **4.1.3.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo.**

\_\_\_\_\_ (ver ecuación 6)

.

El banco de módulos fotovoltaicos se diseñara de la siguiente manera:

4 Módulos en serie por 7 en paralelo para un total de 28 módulos solares.



#### 4.1.4 Dimensionamiento del banco de baterías:

##### 4.1.4.1 Capacidad nominal del banco de baterías. (Ver ecuación 7)

##### 4.1.4.2 Capacidad corregida del banco de baterías: (ver ecuación 8)

$$= 1 * 6 \text{ Volts. } * 420 \text{ amph.}$$

$$= 2520 \text{ Wh}$$

##### 4.1.4.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema: (ver ecuación 9)

$$= \text{———}$$

$$= \text{———}$$

$$= 16.98 \quad 17$$

##### 4.1.4.4 Numero de baterías en serie. (Ver ecuación 10)

$$= \text{—}$$

$$= \text{—}$$

$$= 8 \text{ baterias en serie.}$$

##### 4.1.4.5 Arreglo de baterías en paralelo: (ver ecuación 11)

$$: \text{———}$$

$$= \text{—}$$

$$= 2.125 \quad \text{baterías en paralelo.}$$

El banco de baterías se diseñara de la siguiente forma 8 baterías en serie por 3 baterías en paralelo para un total de 24 baterías.

#### 4.1.5 Caculo del controlador de carga:

La intensidad del controlador de carga se calcula con la siguiente formula.

$$= \text{—————} \text{ (ver ecuación 12)}$$

$$= \text{—————}$$

$$= 100 \text{ A}$$

El controlador de carga supervisara la carga y descarga con una corriente de 100 Ah estandarizada, la cual es distribuida por las empresas de energía renovables y eléctricas, de esta manera seria un

Controlador de 100 A.

#### 4.1.6 Calculo del inversor.

$$\text{—————} \text{ (ver ecuación 13)}$$

(Se selecciono un inversor de 5500w debido a que la carga de S.F.V. es grande y este es el inversor de más alta potencia encontrado en el mercado)

$$\text{—————}$$

$$= \text{inversor de 5500w a 48 voltios.}$$

#### 4.1.7 Elección del calibre del conductor

##### 4.1.7.1 Corriente del modulo fotovoltaico.

$$\text{—————}$$

$$16.66 \text{ Ah}$$

La corriente generada por un panel de 200w es 16.66Ah.

#### 4.1.7.2 Corriente del sistema. (Ver ecuación 15)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

111.45 A

La corriente en el centro de carga numero 1 corresponde a 111.45 A pero a la misma vez este centro de carga tiene tres entradas de líneas vivas de 120v aproximadamente por lo tanto se dividirá la corriente del subsistema entre tres.

#### 4.1.7.3 Corriente por cada cable.

\_\_\_\_\_

.

A continuación se determina el tipo de calibre de cable según la intensidad que recorrerá en el cable el cual posee un valor antes calculado de 37.15A por lo tanto según tabla en anexos encontramos un calibre adecuado para esta intensidad y es el calibre 8 AWG.

TABLA 5 características eléctricas del conductor 8AWG.

Calibre del conductor AWG	Sección transversal en mm <sup>2</sup>	Numero de hilos	Espesor de aislamiento nominal en mm	Diámetro exterior aproximado	Peso especifico aproximado kg/km	Longitud del cable en m.	Peso aproximado del cable estudiado
8 AWG	8.37 mm <sup>2</sup>	7 de cobre	1.58 mm	7 mm	107kg/km	90 m	9.63 kg/km

#### 4.1.7.4 Resistencia del cable (ver ecuación 16)

De acuerdo a la tabla en anexos la resistencia para 1000m de cable calibre 8 AWG es aproximadamente de  $2.3041 \Omega / km$ .

$$0.207 \Omega$$

#### 4.1.7.5 Perdidas por cable: (ver ecuación 17)

Las pérdidas por cable están determinadas en Wat es decir, es potencia perdida por lo que según la ley de ohm, se plantea que:

$$: \text{Son las perdidas por cable} \\ )^2 *$$

Las pérdidas producidas por cableado son aproximadamente de 285.68 Wat, muchas veces los calibres varían la intensidad admisible que puede recorrer en ellos, en dependencia de la forma en que se instale ya sea en tubos o de forma aérea.

### 4.2 Centro de carga # 2:

#### 4.2.1.1 Carga total diaria (ver ecuación 1)

#### 4.2.1.2 Carga total diaria corregida (ver ecuación 2)

#### **4.2.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico:**

##### **4.2.2.1 Energía generada por el modulo solar: (ver ecuación 3)**

##### **4.2.2.2 Tamaño del arreglo solar. (Ver ecuación 4)**

= \_\_\_\_\_

##### **4.2.2.3 Numero de módulos en serie. (Ver ecuación 5)**

\_\_\_\_\_

##### **4.2.2.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. (Ver ecuación 6)**

\_\_\_\_\_

El banco de módulos fotovoltaicos se diseñara de la siguiente manera:  
4 Módulos en serie por 8 en paralelo para un total de 32 módulos solares.

#### **4.2.3 Dimensionamiento del banco de baterías**

##### **4.2.3.1 Capacidad nominal del banco de baterías. (Ver ecuación 7)**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

**4.2.3.2 Capacidad corregida del banco de baterías.** (Ver ecuación 8)

$$= 1 * 6 \text{ Volts. } * 420 \text{ amph.}$$

$$= 2520 \text{ Wh.}$$

**4.2.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema** (ver ecuación 9)

$$= \frac{2520}{1000}$$

$$= 2.52$$

**4.2.3.4 Numero de baterías en serie:** (ver ecuación 10)

$$= \frac{2.52}{1}$$

$$= 3$$

$$= 3 \text{ baterias en serie.}$$

**4.2.3.5 Arreglo de baterías en paralelo.** (Ver ecuación 11)

$$= \frac{2.52}{3}$$

$$= 0.84 \text{ baterías en paralelo.}$$

El banco de baterías se diseñara de la siguiente manera 8 baterías en serie por 3 baterías en paralelo para un total de 24 baterías.

**4.2.4 Caculo del controlador de carga:** (ver ecuación 12)

$$= \frac{2520}{18}$$

$$= 140 \text{ A}$$

El controlador de carga supervisara la carga y descarga con una corriente de 133.33 A, estandarizada la cual es distribuida por las empresas de energía renovables y eléctricas, de esta manera seria un Controlador de 150 A.

#### **4.2.5 Calculo del inversor (ver ecuación 13)**

\_\_\_\_\_

(Se selecciono un inversor de 3900w debido a que la carga de S.F.V. es grande.

\_\_\_\_\_

= 1.8 inversores de 3900 w a 48 voltios.

#### **4.2.6 Elección del calibre del conductor**

##### **4.2.6.1. Corriente del modulo fotovoltaico.**

16.66 Ah

La corriente generada por un panel de 200w es 16.66Ah.

##### **4.2.6.2. Corriente del sistema. (Ver ecuación 15)**

\_\_\_\_\_

140.62 A.

La corriente en el centro de carga numero 1 corresponde a 140.62 A pero a la misma vez este centro de carga tiene tres entradas de líneas vivas de 120v aproximadamente por lo tanto se dividirá la corriente del subsistema entre tres.

#### 4.2.6.3 Corriente por cada cable. (Ver ecuación 14)

A continuación se determina el tipo de calibre de cable según la intensidad que recorrerá en el cable el cual posee un valor antes calculado de 46.87A por lo tanto según tabla en anexos encontramos un calibre adecuado para esta intensidad y es el calibre 8 AWG.

Calibre del conductor AWG	Sección transversal en mm <sup>2</sup>	Numero de hilos	Espesor de aislamiento nominal en mm	Diámetro exterior aproximado	Peso específico aproximado kg/km	Longitud del cable en m.	Peso aproximado del cable estudiado
8 AWG	8.37 mm <sup>2</sup>	7 de cobre	1.58 mm	7 mm	107kg/km	90 m	9.63 kg/km

TABLA numero 6 características eléctricas del conductor 8AWG

#### 4.2.6.4 Resistencia del cable. (Ver ecuación 16)

De acuerdo a la tabla en anexos la resistencia para 1000m de cable calibre 8 AWG es aproximadamente de  $2.3041 \Omega / km$ .

$$0.207 \Omega$$

Las pérdidas por cable están determinadas en Wat es decir, es potencia perdida por lo que según la ley de ohm, se plantea que:



: Son las pérdidas por cable. (Ver ecuación 17)

)<sup>2</sup> \*

Las pérdidas producidas por cableado son aproximadamente de 454.7 Wat, muchas veces los calibres varían la intensidad admisible que puede recorrer en ellos, en dependencia de la forma en que se instale ya sea en tubos o de forma aérea.

### 4.3 Centro de carga # 3:

#### 4.3.1. Carga total diaria (ver ecuación 1)

.

#### 4.3.2 Carga total diaria corregida:

.

### 4.3.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico:

#### 4.3.2.1 Energía generada por el modulo solar. ( ecuación 3)

\_\_\_\_\_

#### 4.3.2.2 Tamaño del arreglo solar. ( ecuación 4)

= \_\_\_\_\_

.

**4.3.2.3 Numero de módulos en serie. ( ecuación 5)**

—

**4.3.2.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. ( ecuación 6)**

—

El banco de módulos fotovoltaicos se diseñara de la siguiente manera:  
4 Módulos en serie por 12 en paralelo para un total de 48 módulos solares.

**4.3.3 Dimensionamiento del banco de baterías:**

**4.3.3.1 Capacidad nominal del banco de baterías. ( ecuación 7)**

**4.3.3.2 Capacidad corregida del banco de baterías. ( ecuación 8)**

$$= 1 * 6 \text{ Volts. } * 420 \text{ amph.}$$

$$= 2520 \text{ Wh.}$$

**4.3.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. ( ecuación 9)**

$$= \text{—}$$

$$= 32.06 \quad 33.$$

**4.3.3.4 Numero de baterías en serie. ( ecuación 10)**

$$= \text{—}$$

$$= \text{—}$$

= 8 baterías en serie.

#### 4.3.3.5 Arreglo de baterías en paralelo. ( ecuación 11)

= —

= 4.125 baterías en paralelo.

El banco de baterías se diseñara de la siguiente manera 8 baterías en serie por 5 baterías en paralelo para un total de 40 baterías.

#### 4.3.4 Caculo de la capacidad del controlador de carga. ( ecuación 12)

= —————

= 200 A

El controlador de carga supervisara la carga y descarga con una corriente de 200 A estandarizada la cual es distribuida por las empresas de energía renovables y eléctricas, de esta manera seria un Controlador de 250 A.

#### 4.3.5 Calculo del número de inversores: ( ecuación 13)

—————

(Se selecciono un inversor de 5500w debido a que la carga de S.F.V. es grande.)

—————

= 1.90 inversores de 5500 w a 48 voltios.

#### 4.3.6 Elección del calibre del conductor: ( ecuación 14)

##### 4.3.6.1 Corriente del modulo fotovoltaico.

\_\_\_\_\_

16.66 Ah

La corriente generada por un panel de 200w es 16.66Ah.

##### 4.3.6.2 Corriente del sistema. ( ecuación 15)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

210.41 A

La corriente en el centro de carga numero 3 corresponde a 21.41 A pero a la misma vez este centro de carga tiene tres entradas de líneas vivas de 120v aproximadamente por lo tanto se dividirá la corriente del subsistema entre tres.

##### 4.3.6.3 Corriente por cada cable.

\_\_\_\_\_

A continuación se determina el tipo de calibre de cable según la intensidad que recorrerá en el cable el cual posee un valor antes calculado de 70.13 A por lo tanto según tabla en anexos encontramos un calibre adecuado para esta intensidad y es el calibre 4 AWG.

Calibre del conductor AWG	Sección transversal en mm <sup>2</sup>	Numero de hilos	Espesor de aislamiento nominal en mm	Diámetro exterior aproximado	Peso especifico aproximado kg/km	Longitud del cable en m.	Peso aproximado del cable estudiado
4 AWG	21.15 mm <sup>2</sup>	7 hilos de cobre	1.58 mm	9.20 mm	239kg/km	90 m	21.51 kg/km

TABLA. Numero 7 características eléctricas del conductor 4 AWG.

#### 4.3.6.4 Resistencia del cable: ( ecuación 16)

\_\_\_\_\_

De acuerdo a la tabla en anexos la resistencia para 1000m de cable calibre 4 AWG es aproximadamente de  $0.9114 \Omega / km$ .

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

$0.028 \Omega$

#### 4.3.6.5 Perdidas por cable.

Las pérdidas por cable están determinadas en Wat es decir, es potencia perdida por lo que según la ley de ohm, se plantea que:

: Son las perdidas por cable ( ecuación 17)

$)^2 *$

.

Las pérdidas producidas por cableado son aproximadamente de 403.29 Wat, muchas veces los calibres varían la intensidad admisible que puede recorrer en ellos, en dependencia de la forma en que se instale ya sea en tubos o de forma aérea.

#### 4.4 Edificio Julio Padilla:

El edificio julio padilla cuenta con dos plantas, la planta # 1 y la planta # 2 son alimentadas por un solo centro de carga es por lo cual que el sistema se dividió en tres subsistemas, instalándole dos centro de carga auxiliares de menor capacidad para que la corriente pueda ser mejor distribuida.

A continuación se muestra el cálculo de la carga instalada por cada uno de los equipos evaluados en el estudio en ambas plantas del edificio. (Ver tabla 8 y 9)

Tabla 8 balance de carga de la planta baja del edificio Julio padilla.

Planta baja julio padilla						
Equipos	Potencia en vatios	Número de equipos	Horario de uso 5:30pm – 9:30pm	Energía en Kwh.		
				Día	Mes	Año
Iluminación aula 1028	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1029	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1030	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1031	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1032	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1033	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Abanicos aula 1028	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1029	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1030	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1031	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1032	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1033	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Iluminación de sanitarios varones	40w	2	80	0.32	9.6	116.8
Iluminación de sanitarios damas	40w	2	80	0.32	9.6	116.8
pasillos	40w	36	1440	5.76	175.8	2102.4
total	720w	136	5920	23.68	172.8	8643.2

Tabla 9 balance de carga de la planta alta del edificio Julio padilla.

<b>Planta alta julio padilla</b>						
Equipos	Potencia en vatios	Número de equipos	Horario de uso 5:30 pm – 9:30pm	Energía en Kwh.		
				Día	Mes	Año
Iluminación aula 1034	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1035	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1036	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1037	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1038	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1039	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Abanicos aula 1034	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1035	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1036	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1037	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1038	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1039	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Iluminación de sanitarios varones	40w	2	80	0.32	9.6	116.8
Iluminación de sanitarios damas	40w	2	80	0.32	9.6	116.8
pasillos	40w	24	960	3.84	115.2	1401.6
<b>Total</b>	<b>720w</b>	<b>124</b>	<b>5440</b>	<b>21.76</b>	<b>652.8</b>	<b>7942.4</b>

#### 4.4.1 Edificio julio padilla:

4.4.1.2 Carga instalada en vatios: 11360 W

4.4.1.3 Carga total diaria. ( ecuación 1)

4.4.1.4 Carga total diaria corregida: ( ecuación 2)

#### 4.4.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

4.4.2.1 Energía generada por el modulo solar ( ecuación 3)

4.4.2.2 Tamaño del arreglo solar. ( ecuación 4)

= \_\_\_\_\_

4.4.2.3 Numero de módulos en serie. ( ecuación 5)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4.4.2.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. ( ecuación 6)

\_\_\_\_\_



El banco de paneles fotovoltaicos se diseñara de la siguiente manera:

4 Módulos en serie por 17 en paralelo. (La carga del sistema fotovoltaico se dividirá en 3 subsistemas debido a que en el edificio julio padilla existe un centro de carga de 3 líneas vivas de 120v cada uno.

#### **4.4.3 Dimensionamiento del banco de baterías**

##### **4.4.3.1 Capacidad nominal del banco de baterías. ( Ecuación 7)**

##### **4.4.3.2 Capacidad corregida del banco de baterías. ( ecuación 8)**

$$= 1 * 6 \text{ Volts. } * 420 \text{ amph.}$$

$$= 2520 \text{ Wh.}$$

##### **4.4.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema ( ecuación 9)**

$$= \text{—————}$$

##### **4.4.3.4 Número de baterías en serie ( ecuación 10)**

$$= \text{—}$$

$$= \text{—}$$

$$= \text{—}$$

$$= 8 \text{ baterias en serie.}$$

##### **4.4.3.5 Arreglo de baterías en paralelo ( ecuación 11)**

$$= \text{—}$$

= 5.75      baterías en paralelo.

El banco de baterías se diseñara de la siguiente manera 8 baterías en serie por 6 baterías en paralelo para un total de 48 baterías.

#### 4.4.4 Caculo de la capacidad del controlador de carga:

El edificio julio padilla cuenta con un centro de carga de tres líneas vivas de 120v es por el cual que la cantidad de módulos fotovoltaico será distribuido entre tres subsistemas.

\_\_\_\_\_

Pero tienen que ser 24 paneles por que al momento de hacer el arreglo del banco de paneles quedara incompleto.

La capacidad del controlador se calcula con la siguiente formula.

= \_\_\_\_\_ (      ecuación 12)

El controlador de carga supervisara la carga y descarga con una corriente de 100 A estandarizada la cual es distribuida por las empresas de energía renovables y eléctricas, de esta manera seria un controlador de 120 A. en el edificio.

#### 4.4.5 Calculo del número de inversores. (      ecuación 12)

Se selecciono un inversor de 5500w debido a que la carga de SFV es grande y este es el inversor de más alta potencia encontrado en el mercado nicaragüense.

\_\_\_\_\_

= 2.68      inversores de 5500w a 48 voltios.

#### 4.4.6 Elección del calibre del conductor: ( ecuación 14)

##### 4.4.6.1 Corriente del modulo fotovoltaico.

\_\_\_\_\_

16.66 Ah

##### 4.4.6.2 Corriente del sistema.

\_\_\_\_\_ ( ecuación 15)

.

El edificio Julio Padilla cuenta con un centro de carga de tres líneas vivas de 120v es por lo cual que la corriente equivalente será distribuida en tres subsistemas.

—

\_\_\_\_\_

La corriente por cada línea del centro de carga corresponde a 98.61 A. A continuación se determina el tipo de calibre de cable según la intensidad que recorrerá en el cable el cual posee un valor antes calculado de 98.61A por lo tanto según tabla en anexos encontramos un calibre adecuado para esta intensidad y es el calibre 4 AWG.

Calibre del conductor AWG	Sección transversal en mm <sup>2</sup>	Numero de hilos	Espesor de aislamiento nominal en mm	Diámetro exterior aproximado	Peso especifico aproximado kg/km	Longitud del cable en m.	Peso aproximado del cable estudiado
4 AWG	21.15 mm <sup>2</sup>	7 hilos de cobre	1.58 mm	9.20 mm	239kg/km	27 m	3.37 kg/km

Tabla.10 características eléctricas del conductor 4AWG

Como cada subsistema tiene una longitud de cable de 27 m aproximado el valor de la resistencia presente en el cableado se calcula con la siguiente formula.

\_\_\_\_\_

De acuerdo a la tabla en anexos la resistencia para 1000m de cable calibre 4 AWG es aproximadamente de  $0.9114 \Omega / km$ .

¿Cuál es la resistencia para 27m de cable calibre 4 AWG?

\_\_\_\_\_ ( ecuación 16)

$\Omega$

El cableado de cada subsistema presenta una resistencia al paso de la corriente de  $0.0246 \Omega$

#### 4.4.6.3 Perdidas por cable.

Las pérdidas por cable están determinadas en Wat es decir, es potencia perdida por lo que según la ley de ohm, se plantea que:

: Son las perdidas por cable. ( ecuación 17)

\*

Las pérdidas producidas por cableado son aproximadamente de 239.2 Wat, muchas veces los calibres varían la intensidad admisible que puede recorrer en ellos, en dependencia de la forma en que se instale ya sea en tubos o de forma aérea.

#### 4.5 Edificio Tipo UNAN:

El edificio tipo UNAN cuenta con una sola planta, la cual es alimentada por un solo centro de carga es por lo cual que el sistema se dividió en tres subsistemas, instalándole dos centros de carga auxiliares de menor capacidad para que la corriente pueda ser distribuida de manera mejor.

A continuación se muestra el estudio de carga instalada, en la planta única del edificio. (Ver tabla 11).

Tabla numero 11 balances de carga del edificio tipo UNAN.

Edificio tipo UNAN						
Equipos	Potencia en vatios	Número de equipos	Horario de uso 5:30 pm – 9:30pm	Energía en Kwh.		
				Día	Mes	Año
Iluminación aula 1009	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1010	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1011	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1012	40w	6	240	0.96	28.8	350.4
Iluminación aula 1013	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1014	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Iluminación aula 1015	40w	12	480	1.92	57.6	700.8
Abanicos aula 1009	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1010	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1011	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1012	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1013	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Abanicos aula 1014	60w	4	240	0.96	28.8	350.4
Iluminación de sanitarios varones	40w	2	80	0.32	9.6	116.8
Iluminación de sanitarios damas	40w	2	80	0.32	9.6	116.8
pasillos	40w	24	960	2.4	72	876
Total	720w	130	5320	21.28	638.4	7767.2

#### 4.5.1 Edificio Tipo UNAN:

4.5.1.2 Carga instalada en vatios: 5320 W

4.5.1.3 Carga total diaria. ( ecuación 1)

.

4.5.1.4 Carga total diaria corregida. ( ecuación 2)

#### 4.5.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.

4.5.2.1 Energía generada por el modulo solar. ( ecuación 3)

.

4.5.2.2 Tamaño del arreglo solar. ( ecuación 4)

= \_\_\_\_\_

.

4.5.2.3 Número de módulos en serie. ( ecuación 5)

\_\_\_\_\_

.

4.5.2.4 Arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo. ( ecuación 6)

\_\_\_\_\_

.

El banco de módulos fotovoltaicos se diseñara de la siguiente manera:

4 Módulos en serie por 8 en paralelo, para un total de 32 módulos (La carga del sistema fotovoltaico se dividirá en 3 subsistemas debido a que en el edificio tipo UNAN existe un centro de carga de 3 líneas vivas de 120 v cada uno.

#### 4.5.3 Dimensionamiento del banco de baterías.

##### 4.5.3.1 Capacidad nominal del banco de baterías. ( ecuación 7)

##### 4.5.3.2 Capacidad corregida del banco de baterías. ( ecuación 8)

$$= 1 * 6 \text{ Volts. } * 420 \text{ amph.}$$

$$= 2520 \text{ Wh.}$$

##### 4.5.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema. ( ecuación 9)

$$= \text{—————}$$

##### 4.5.3.4 Numero de baterías en serie: ( ecuación 10)

$$= \text{—}$$

$$= 8 \text{ baterías en serie.}$$

##### 4.5.3.5 Arreglo de baterías en paralelo: ( ecuación 11)

$$= \text{—}$$

El banco de baterías se diseñara de la siguiente manera 8 baterías en serie por 3 baterías en paralelo para un total de 24 baterías.

#### **4.5.4 Cáculo de la capacidad del controlador de carga:**

El edificio tipo UNAN cuenta con un centro de carga de tres líneas vivas de 120v es por el cual que la cantidad de módulos fotovoltaico será distribuido entre tres subsistemas.

—————  
  
Pero tienen que ser 12 paneles por que al momento de hacer el arreglo del banco de paneles de cada subsistema quedara incompleto.

Controlador de carga.

= ————— ( ecuación 12)

El controlador de carga de cada subsistema supervisara la carga y descarga con una corriente de 50 A estandarizada la cual es distribuida por las empresas de energía renovables y eléctricas, de esta manera seria un controlador de 60 A. por cada subsistema en el edificio.

El número de paneles de todo el sistema se incrementa a 36 paneles debido a que cada subsistema cuenta con un banco de 12 paneles, 4 en serie por 3 en paralelo. Al momento de hacer la suma de cada subsistema resultan 36 paneles.



#### 4.5.5 Calculo de números de inversores. ( ecuación 13)

Se selecciono un inversor de 3900w debido a que la carga de S.F.V. es mediana y no requiere de un inversor de alta potencia.

$$\frac{16666.67}{3900} = 1.77 \text{ inversores de 3900w a 48 voltios.}$$

#### 4.5.6 Elección del calibre del conductor

##### 4.5.6.1 Corriente del modulo fotovoltaico:

$$\frac{16666.67}{1000} = 16.66 \text{ Ah}$$

##### 4.5.6.2 Corriente del sistema ( ecuación 15)

El edificio tipo UNAN cuenta con un centro de carga de tres líneas vivas de 120v es por lo cual que la corriente equivalente será dividida en tres subsistemas.

La corriente por cada línea del centro de carga corresponde a 46.18 A.

A continuación se determina el tipo de calibre de cable según la intensidad que recorrerá en el cable el cual posee un valor antes calculado de 46.18 A

por lo tanto según tabla en anexos encontramos un calibre adecuado para esta intensidad y es el calibre 8 AWG.

TABLA. 12 Características eléctricas del conductor 4AWG.

Calibre del conductor AWG	Sección transversal en mm <sup>2</sup>	Numero de hilos	Espesor de aislamiento nominal en mm	Diámetro exterior aproximado	Peso especifico aproximado kg/km	Longitud del cable en m.	Peso aproximado del cable estudiado
8 AWG	8.37 mm <sup>2</sup>	7 de cobre	1.58 mm	7 mm	107kg/km	5 m	0.535 kg/km

Como cada subsistema está diseñado con una longitud de cable de 5 m aproximado el valor de la resistencia presente en el cableado se calcula con la siguiente formula.

\_\_\_\_\_

De acuerdo a la tabla en anexos la resistencia para 1000m de cable calibre 8 AWG es aproximadamente de  $2.3041 \Omega / km$ .

¿Cuál es la resistencia para 5m de cable calibre 8 AWG?

\_\_\_\_\_ ( ecuación 16)

$\Omega$

El cableado de cada subsistema presenta una resistencia al paso de la corriente de  $0.0115 \Omega$

#### 4.5.6.3 Perdidas por cables. ( ecuación 17)

Las pérdidas por cable están determinadas en Wat es decir, es potencia perdida por lo que según la ley de ohm, se plantea que:

\*

Las pérdidas producidas por cableado son aproximadamente de 24.52 Wat, muchas veces los calibres varían la intensidad admisible que puede recorrer en ellos, en dependencia de la forma en que se instale ya sea en tubos o de forma aérea

Tabla 13. Resumen de carga de los tres edificios

Equipos	Potencia en vatios	Número de equipos	Horario de uso 5:30 pm – 9:30pm	Energía en Kwh.		
				Día	Mes	Año
Edificio Marlon Zelaya	1400w	424	15720	71.04	2131.2	25929.6
Edificio julio padilla	1440w	254	10760	43.04	1291.2	15709.6
Edificio tipo UNAN	720w	130	5320	21.28	638.4	7767.2
Total	3560w	808	31800	135.36	4060.8	49406.4

#### **4.5.7 Diagrama del sistema solar fotovoltaico:**

Como se planteó trabajar a una tensión de operación de 48V, para disminuir la carga de la corriente, la mayoría de los dispositivos trabajarán a esta tensión, pero algunos de ellos, al estandarizarlos, no trabajan individualmente con este voltaje, el cual es el caso de las baterías y los paneles fotovoltaicos.

Por ende, se requiere de colocarlos en serie, para aumentar su voltaje, pero a la vez mantendrá la misma intensidad. Por tanto, por cada dispositivo necesario de panel o batería, se utilizaran cuatro, para generar o acumular a 48V.

Cada sistema requiere de 4 paneles de 200W que trabajen con una tensión de 12v, por lo que se necesitarán cuatro paneles conectados en serie, de ahí, estos paneles se conectarán a un controlador de carga equipado con diodos contra flujo, para evitar sobrecargar la batería e impedir el paso de electricidad hacia los paneles, proveniente de las baterías.

Los controladores elegidos, trabajaran bajo una tensión de 48V, con capacidad para permitir el paso de una corriente calculada en cada uno de los edificios. Esta corriente será la producida continuamente en una hora por los cuatro paneles bajo la tensión de los 48V.

El controlador permitirá el paso de corriente hacia las baterías, las cuales serán de una tensión de 6v y serán conectadas en serie de 8 baterías, para proporcionar una tensión de 48V, al igual que los paneles. Las baterías tendrán una capacidad de carga de 420 A/h, la cual seguirá siendo la misma inclusive aunque se aumente la cantidad de baterías en serie.

Al cargarse completamente las baterías, el controlador de carga detendrá el flujo de corriente hacia estas, para protegerlas de sobrecarga o ligarlas, y así mismo evitar el paso de corriente hacia los paneles fotovoltaicos.

En el momento en que las baterías empiezan a descargarse, el controlador de carga reconecta el sistema de acumulación al sistema de paneles.

Las baterías poseen poca corriente, pero trabajan al doble de su tensión estandarizada, por lo que la potencia se incrementa al colocarlas en serie.

Tanto así que las baterías se conectaran a inversores con capacidad de 5500 W, 3900 W correspondiente a cada uno de los edificios, los cuales trabajaran a una tensión de entrada de 48V, los cuales convertirán la tensión en 120V.

Los centros de cargas destinados para los edificios Marlon Zelaya, Julio padilla y el edificio tipo UNAN trabajan con tres líneas vivas de entrada de 120V, las cuales están distribuidas para cierto número de breakers cada uno. Por tanto se deberán usar tres subsistemas con las mismas características del circuito antes mencionado.

El circuito explicado previamente, se puede observar mediante un diagrama en anexos. (A VII)

## **CAPITULO V: SISTEMA INVERSOR CARGADOR.**

El sistema inversor cargador es un sistema que depende de la energía convencional y es obvio que tiene que conectarse a la red, pero en cuanto a la cantidad de equipos que componen dicho sistema es menos que en el sistema solar fotovoltaico por lo tanto su adquisición es de menos costo, economizándose la compra de paneles fotovoltaicos, controladores y cableado.

En el diseño del sistema inversor cargador se trabajara con la misma tensión de operación, la misma carga instalada por edificio, el mismo número de inversores.

### **5.1 Dimensionamiento del sistema inversor cargador:**

Se realizo un estudio de carga para los 3 edificios antes mencionados para determinar la potencia consumida para 4 horas el cual es el tiempo que funcionara el sistema de emergencia cuando haya cortes de energía, las cuales abarcan de la 5:30 a las 9:30 de la noche.

### **5.2 Edificio Marlon Zelaya:**

Este edificio cuenta con tres centros de carga por tanto el sistema se dividirá en tres subsistemas.

#### **5.2.1 Centro de carga # 1**

( ecuación 1)

#### **5.2.3 Dimensionamiento del banco de baterías.**

##### **5.2.3.1 Capacidad nominal de banco de baterías**

( ecuación 2)

### 5.2.3.2 Potencia de la batería.

( ecuación 3)

$$= 6 \text{ Volts.} * 420 \text{ amph.}$$

$$= 2520 \text{ Wh}$$

### 5.2.3.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema.

$$= \frac{2520}{360} \quad (\text{ ecuación 4})$$

$$= 7$$

$$= 6.79$$

### 5.2.3.4 Numero de baterías en serie.

$$= \frac{2520}{360} (\text{ ecuación 5})$$

$$= 7$$

$$= 8 \text{ baterías en serie.}$$

### 5.2.3.5 Arreglo de baterías en paralelo

$$: \frac{2520}{360} (\text{ ecuación 6})$$

$$= 7$$

1 batería

El banco de baterías se diseñara de la siguiente forma 8 baterías en serie por 1 batería en paralelo para un total de 8 baterías.

#### 5.2.4 Calculo del número de inversores.

————( ecuación 7)

(Se selecciono un inversor de 5500w debido a que la carga de S.F.V. es grande y este es el inversor de más alta potencia encontrado en el mercado.

\_\_\_\_\_

= inversor de 5500w a 48 voltios.

### 5.3 Centro de carga # 2.

#### 5.3.1 Carga total diaria ( ecuación 1)

.

#### 5.3.2 Dimensionamiento del banco de baterías:

##### 5.3.2.1 Capacidad nominal del banco de baterías.

( ecuación 2)

##### 5.3.2.2 Potencia de la batería.

= 6 Volts. \* 420 amph. ( ecuación 3)

= 2520 Wh

##### 5.3.2.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema

= —————( ecuación 4)

= 8.57

##### 5.3.2.4 Numero de baterías en serie

= 8 baterías en serie. ( ecuación 5)



### 5.3.2.5 Arreglo de baterías en paralelo

= -

= 1.125 baterías en paralelo. ( ecuación 6)

El banco de baterías se diseñara de la siguiente manera 8 baterías en serie por 2 baterías en paralelo para un total de 16 baterías.

### 5.3.3 Calculo del número de inversores:

—————( ecuación 7)

(Se selecciono un inversor de 3900w debido a que la carga de S.F.V. es grande.

—————

= 1.8 inversores de 3900 w a 48 voltios.

### 5.3.4 Centro de carga # 3.

( ecuación 1)

.

### 5.3.5 Dimensionamiento del banco de baterías:

#### 5.3.5.1 Capacidad nominal del banco de baterías.

( ecuación 2)

#### 5.3.5.2 Potencia de la batería.

= 6 V \* 420 amph. ( ecuación 3)

= 2520 Wh

### 5.3.5.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema.

$$= \frac{11360}{1000} \quad (\text{ecuación 4})$$

$$= 12.8 \quad 13 \text{ baterías.}$$

### 5.3.5.4 Numero de baterías en serie.

$$= 8 \text{ baterías en serie. } (\text{ecuación 5})$$

### 5.3.5.5 Arreglo de baterías en paralelo.

$$= \frac{12.8}{8} \quad (\text{ecuación 6})$$

$$= 1.625 \quad \text{baterías en paralelo.}$$

El banco de baterías se diseñara de la siguiente manera 8 baterías en serie por 2 baterías en paralelo para un total de 16 baterías.

### 5.3.6 Calculo del número de inversores:

$$= \frac{11360}{5500} \quad (\text{ecuación 7})$$

(Se selecciono un inversor de 5500w debido a que la carga de S.F.V. es grande.)

$$= 1.90 \quad \text{inversores de 5500 w a 48 voltios.}$$

## 5.4 Edificio julio padilla:

### 5.4.1 Carga instalada en vatios: 11360 W

$$(\text{ecuación 1})$$

#### 5.4.2 Dimensionamiento del banco de baterías:

##### 5.4.2.1 Capacidad nominal del banco de baterías. ( Ecuación 2)

##### 5.4.2.2 Potencia de la batería:

$$= 6 \text{ V} * 420 \text{ amph. ( ecuación 3)}$$

$$= 2520 \text{ Wh.}$$

##### 5.4.2.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema:

$$= \frac{\text{---}}{19} \text{ ( ecuación 4)}$$

19

##### 5.4.2.4 Numero de baterías en serie:

$$= \frac{\text{---}}{\text{---}} \text{ ( ecuación 5)}$$

$$= 8 \text{ baterías en serie.}$$

##### 5.4.2.5 Arreglo de baterías en paralelo:

$$= \frac{\text{---}}{\text{---}} \text{ ( ecuación 6)}$$

$$= 2375 \text{ baterías en paralelo.}$$

El banco de baterías se diseñara de la siguiente manera 8 baterías en serie por 3 baterías en paralelo para un total de 24 baterías.

#### 5.4.3 Calculo del número de inversores:

Se selecciono un inversor de 5500w debido a que la carga de SFV es grande y este es el inversor de más alta potencia encontrado en el mercado nicaragüense.

————— ( ecuación 7)

= 2.68 inversores de 5500w a 48 voltios.

## 5.5 Edificio Tipo UNAN:

### 5.5.1 Carga instalada en vatios: 5320 W

#### 5.5.1.1 Carga total diaria. ( ecuación 1)

.

### 5.5.2 Dimensionamiento del banco de baterías.

#### 5.5.2.1 Capacidad nominal del banco de baterías

——( ecuación 2)

#### 5.5.2.2 Potencia de la batería:

= 6 V \* 420 amph. ( ecuación 3)

= 2520 Wh.

#### 5.5.2.3 Tamaño del banco de baterías en el sistema.

= —————( ecuación 4)

#### 5.5.2.4 Numero de baterías en serie

= — ( ecuación 5)

= 8 baterias en serie.

#### 5.5.2.5 Arreglo de baterías en paralelo.

$$= - ( \text{ecuación 6})$$

El banco de baterías se diseñara de la siguiente manera 8 baterías en serie por 2 baterías en paralelo para un total de 16 baterías.

#### 5.5.3 Calculo del número de inversores:

Se selecciono un inversor de 2500w debido a que la carga de S.F.V. es mediana y no requiere de un inversor de alta potencia.

$$\text{—————} ( \text{ecuación 7})$$

$$= 1.77 \text{ inversores de 3900 w a 48 voltios.}$$

(Ver Anexos B I, BII, y BIII)

## **CAPATULO VI. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE S.F.V.**

Las condiciones de operación de los SFV (Sistema fotovoltaico) exigen que se haga mantenimiento preventivo y seguimiento a las partes que lo componen para cumplir con los propósitos fijados: confiabilidad, seguridad y larga vida.

El mantenimiento preventivo deberá ser realizado por personal calificado.

Dependiendo de la condición climática de la zona o lugar donde se halla ubicado el SFV, se debería hacer un procedimiento de observación y de prevención de fallas, procedimiento que no es posible generalizar especialmente en cuanto a la frecuencia con la cual se debería realizar, por la variedad de climas y condiciones que posee el territorio nacional. Sin embargo, se recomienda que al menos dos veces por año, o en el peor de los casos (costos y dificultad de acceso), se revise preventivamente el SFV una vez por año, a menos, claro está, que se presente alguna falla o emergencia en el sistema.

Seguramente, en algunas localidades se requiere de una mayor frecuencia preventiva, debido por ejemplo, a demasiado material de partículas en el aire, que ocasiona deposición de suciedad en los módulos o efectos adversos por exceso de humedad y/o salinidad en diferentes partes del sistema.

### **5.1 Módulos fotovoltaicos**

Observar la cubierta de los módulos para verificar el estado de limpieza de su superficie. De todas formas limpiar muy bien los módulos y especialmente, su superficie transparente, constatando que no queden partes grasosas o adherencias indeseables sobre alguna celda. La superficie debería tener una apariencia homogénea. Por supuesto, no debería haber rotura o agrietamiento en la cubierta transparente. Si lo hubiere, informar por escrito al distribuidor o proveedor y a la entidad encargada de velar por el buen desempeño de los SFV.

Observar que en la vecindad del SFV no hayan crecido árboles o se hayan colocado objetos o construcciones que generen sombras sobre el campo fotovoltaico o sobre parte de él.

Una vez que la superficie esté limpia, observar al interior del módulo, teniendo especial cuidado en descubrir:

1. Corrosión en contactos y/o conexiones eléctricos
2. Celdas quebradas
3. Humedad en el interior o cualquier situación que muestre cambio en la apariencia general o parcial del interior del módulo. Si se observa algún cambio se debería reportar al distribuidor o proveedor y a la entidad encargada de velar por el buen desempeño de los SSFV.

Proceder a revisar las conexiones eléctricas y el cableado del campo fotovoltaico:

1. Revisar prensaestopas y abrazaderas.
2. El interior de la caja de conexiones de cada módulo; no debería haber humedad mucho menos hongos o suciedad en su interior. Si la hay, limpiar y analizar el porqué.
3. Revisar tornillos, terminales y contactos; no deberían mostrar corrosión u oxidación. Si la hay, aplicar los correctivos y ajustar todos los contactos.
4. Los aislamientos del cableado no deberían presentar fisuras o agrietamiento ni tener apariencia rígida. Deben estar flexibles.

En caso de observar fallas en los cables, se debería evaluar qué tanto puede resistir esta situación, sin ocasionar problemas de fugas de corriente, o proceder a cambiarlos.

Medir el potencial de circuito abierto y evaluar la pertinencia del valor registrado. Comparar este valor con el esperado según los rangos dados por el fabricante. De observar algún síntoma dudoso o adverso comunicar al distribuidor.

#### Estructura de soporte

Si el campo fotovoltaico está montado sobre madera o postes de madera se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Revisar que no haya agrietamiento en la estructura que ponga en peligro la estabilidad del montaje. Si hay agrietamiento evaluar qué tan grave es, para decidir si se cambia la estructura o si simplemente, se refuerza. En todo caso, revisar que no se haya cambiado la orientación del campo fotovoltaico.
- b. Revisar los puntos de anclaje y de soporte de los módulos, para verificar que no hay corrosión, ni aflojamiento de los puntos de sujeción. De todas formas limpiar y apretar tuercas y aplicar algunas sustancias anticorrosivos
- c. Revisar el cuerpo de la estructura, pero especialmente la base con el fin de observar que no se haya diluido o desaparecido el tratamiento de curado de la madera. Si ello está ocurriendo, aplicar la sustancia comercial apropiada en la forma que recomienda el fabricante.
- d. Revisar que en el cuerpo no haya crecimiento de hongos y/o plantas. En la base revisar además, que no haya pasto o maleza en la inmediata cercanía. Si esto ha ocurrido, limpiar la estructura y su base de este tipo de plantas y aplicar los correctivos con matamalezas.

Si el campo fotovoltaico está montado sobre estructura metálica se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos:



- a. Revisar todo el cuerpo de la estructura para verificar que no haya partes dobladas, flojas o corroídas. En cualquier eventualidad, realizar el correctivo adecuado y verificar que no se ha afectado la orientación de los módulos.
- b. Revisar que no estén creciendo hongos o plantas en la estructura ni en la base. En ésta, revisar que el tratamiento anticorrosivo esté en buen estado y aplicar matamalezas para garantizar que durante algún tiempo no crecerán plantas en su cercanía.
- c. Revisar todos los puntos de sujeción de los módulos a la estructura, limpiarlos y aplicar anticorrosivo.

Si el campo fotovoltaico está montado sobre la cubierta de la vivienda se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Revisar los puntos de apoyo y/o sujeción de los módulos y evaluar si se deberían realizar correctivos.
- b. b. Verificar que no estén creciendo plantas entre la cubierta y los módulos. De existir plantas eliminarlas y limpiar muy bien el lugar.

## **5.2 Baterías.**

Para el mantenimiento de la batería se deberían observar todas las normas de seguridad personal para evitar los riesgos eléctricos y químicos. A continuación algunas recomendaciones:

- a. Revisar que no haya humedad dentro del contenedor o piso en el que se encuentra la batería, si la hay, eliminarla e investigar porqué se originó, para hallar solución final al problema.
- b. Revisar la caja o chasis de la batería. No debería presentar deformidades. Si las hay, informar al proveedor y/o a la entidad encargada de velar por el buen desempeño de los SFV.

- c. Medir el potencial entre bornes, el cual debería estar dentro de los límites establecidos por el proveedor. Si está por debajo del límite, investigar por qué.
- d. Observar que no haya sulfatación en los bornes. Si la hay, eliminarla y aplicar los correctivos para evitarla o amortiguar su presencia.
- e. Revisar los cables de conexión y sus respectivos terminales, éstos no deberían presentar sulfatación, ni corrosión, ni oxidación. Los aislamientos deberían estar en buenas condiciones de flexibilidad y de uniformidad. No deberían presentar fisuras ni agrietamiento.
- f. Si la batería es sellada y presenta persistencia de voltaje por debajo del límite inferior, informar al proveedor y/o a la entidad encargada de velar por el buen desempeño del SFV.
- g. Si la batería es abierta:
  - 1) Verificar el nivel del electrolito; si está bajo, subir su nivel.
  - 2) Verificar la Densidad del electrolito; debe estar dentro de los límites específicos. Si no está analizar las causas [(puede ser efecto térmico ambiental (alta o baja temperatura)], el estado de carga de la batería, etc. Si no hay justificación, informar al proveedor y/o a la entidad encargada de velar por el buen desempeño de los SSFV.

Peligro.

Se puede producir un corto circuito en módulos fotovoltaicos sin dañarlos, sin embargo un corto circuito en otras componentes del sistema puede causar un peligroso daño, inclusive letal. Esto sucede particularmente con baterías.

### **5.3 Controlador de carga:**

Realizar las siguientes actividades:

- a. Revisar el extremo del cable que llega al controlador de carga,
- b. Revisar el interruptor que desconecta al campo FV

- c. Medir el potencial que llega del campo fotovoltaico a los contactos del controlador, para verificar que se está dentro de los rangos de voltaje especificados por el fabricante o proveedor.
- d. Revisar los puntos de sujeción del controlador al muro o columna. Deberían presentar buen sellamiento y si no, reforzarlo.
- e. Revisar los contactos y cables que salen a la batería. Los contactos deberían estar limpios y no presentar corrosión; los cables no deberían presentar agrietamiento ni endurecimiento en su aislamiento.
- f. Medir el potencial en los contactos de salida a la batería. Debería estar dentro de los límites especificados. Si no se halla en los límites especificados, evaluar la razón. Si no es justificable, informar al proveedor para tomar los correctivos oportunamente.
- g. Con los mismos criterios anteriores revisar los contactos y los extremos de los cables que salen a la caja de conexiones.
- h. Medir el potencial en los contactos de salida a la caja de conexiones. Debería estar dentro de los límites especificados por el proveedor.

#### **5.4 Caja de conexiones**

En la caja de conexiones, revisar tanto los contactos como los extremos de los cables que entran y salen de la misma, con los mismos criterios ya aplicados a los extremos del cableado de los circuitos anteriores. Igualmente, los fusibles de cada ramal de consumo deberían presentar apariencia adecuada de operación. Si sobre alguno se presentan dudas, reemplazarlo.

#### **5.5 Lámparas**

- a. Informarse si ha habido necesidad de cambiar frecuentemente los tubos fluorescentes. En caso afirmativo, con qué frecuencia; si la frecuencia es alta, observar algún tubo dañado, para saber si el balasto los quema. Si algún extremo del tubo se observa negro, puede culparse al balasto. Proceder a su reemplazo.

- b. Investigar si durante su operación el balasto interfiere equipos de radio y/o TV. Si es afirmativo, proceder por su reemplazo.
- c. Si se observa agrietamiento en el relleno del circuito, proceder a su reemplazo.

Si las fallas anteriores han sido persistentes en los tubos y/o balastros, informar al proveedor y/o a la entidad encargada del buen desempeño de los SSFV.

#### **5.6 Inversor:**

- a. Revisar el estado exterior del chasis. Debería estar limpio de polvo y humedad, especialmente los disipadores de calor.
- b. Revisar el extremo de los cables que llegan de la caja de conexión y sus contactos con los criterios ya aplicados a los otros circuitos. Corregir las fallas si las hay.
- c. Revisar la toma de acá Deben estar fijas y no presentar Desajustes. Si alguna presenta desajuste, corregir la falla.
- d. En operación el inversor no debería presentar ruidos fuertes por vibraciones. En caso de observar o escuchar vibraciones, buscar la causa.
- e. Observar que no presente calentamiento por encima del valor especificado por el fabricante. De presentarse, informar al proveedor y/o a la entidad encargada de velar por la calidad de los SFV.
- f. Observar que no produzca interferencias electromagnéticas sobre equipos de radio y/o TV. Si las produce informar a las instancias pertinentes.
- g. Medir el potencial acá que entrega a los elementos de consumo acá el cual debería estar dentro del rango especificado por el fabricante. Si esto no ocurre, informar a las instancias pertinentes.

### **5.7 Conexión a Tierra**

Si el sistema está dotado de conexión a tierra, es lo primero que se debería revisar, en cuyo caso se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Revisar los contactos en los módulos. Deberían estar fijos, no presentar desajuste, ni oxidación, ni corrosión. Si alguno de estos síntomas se observa, corregirlo.
- b. El cable no debería mostrar deterioro por oxidación o por causas mecánicas.
- c. La conexión a la varilla de tierra debe quedar en perfectas condiciones de sujeción y de limpieza.
- d. Revisar bajo los mismos criterios el resto de la puesta a tierra del SF.

### **6. Recomendaciones básicas en caso de falla del sistema**

Si bien, no es recomendable que el usuario intervenga las partes y componentes del SFV que le suministra la energía eléctrica, en particular, para no afectar las garantías que comprometen al proveedor, para no familiarizarse con el SFV al punto que, decida agregar elementos de consumo no recomendados o cualquier otra acción que pueda poner en peligro el desempeño adecuado o la durabilidad de las partes del sistema, o aún su propia seguridad personal, la de otras personas y/o la de la vivienda, sí es conveniente y necesario que tenga presente algunas acciones básicas y fundamentales en caso de falla del sistema. En caso de presentarse una falla en el suministro de energía en algún ramal de consumo, debería tener en cuenta el siguiente procedimiento:

- a. Si es en un punto de iluminación (una lámpara):
  - Verificar que el tubo no esté ennegrecido en alguno (o ambos) de sus extremos. Si ello ocurre, reemplázelo.
  - Si la falla continua, revise los contactos, el balasto y el interruptor de la lámpara, para verificar que no haya desconexiones o cortes en el cable. Si descubre alguna falla, rectifíquela.

- Si la falla persiste, revisar el fusible correspondiente en la caja de conexiones. Si el fusible se fundió, reemplazarlo.
  - Si la falla persiste o el fusible vuelve a fundirse, revisar los extremos del cable para constatar que no se presenta un corto circuito. Si lo hay, eliminarlo.
  - Si la falla persiste, solicitar servicio técnico.
- b.** Si es en ramal de consumo de 115 V acá:
- Verificar que el inversor está encendido. Si lo está y la falla continua
  - Revisar el enchufe o toma de 115 V acá, para verificar que sí hay buen contacto en los terminales. Si no hay buen contacto o hay duda de buen contacto, asegurarse de que realmente está bien.
  - Si la falla persiste, revisar el fusible de entrada. Si está quemado, reemplazarlo.
  - En caso de que el inversor no encienda y sus fusibles están bien, revisar las conexiones de suministro que vienen de la caja de conexiones; revisar fusibles de ese circuito, los contactos y extremo de los cables. Si se encuentra alguna falla corregirla.
  - Si la falla persiste, solicitar servicio técnico e informar al proveedor y/o a la entidad encargada del buen desempeño de los SFV.
  - Si falla el suministro total:
- c.** Si falla el suministro total:
- En el controlador de carga revisar el fusible de consumo. Si está quemado reemplazarlo. De paso, revisar el cable y los contactos que van desde el controlador de carga a la caja de conexiones. Si hay algún contacto flojo, ajustarlo; si se observa cable cortado, corregirlo.
  - Si no es el fusible del controlador de carga, revisar si el testigo de carga de la batería indica falla. Si efectivamente muestra falla en la batería, se debería evitar el consumo por uno o dos días para recuperar la carga en la batería.

- Igualmente, revisar en el controlador de carga que el testigo o indicador de corriente desde el módulo fotovoltaico esté indicando funcionamiento correcto en ese circuito.
- Si indica falla, revisar contactos de cables y cables en el circuito del módulo.
- Si todo se observa funcionando correctamente, pero el controlador de carga sigue indicando falla en el circuito del módulo FV, debería solicitar servicio técnico.
- Si la desconexión del consumo total lo realiza el controlador varias noches continuas o con frecuencia, puede ser síntoma de que la batería está operando deficientemente (requeriría cambio) o está subdimensionada. Debería solicitar servicio técnico.

De todas formas cuando haya avería en alguno de los elementos de suministro de energía del SFV, debe averiguar por el alcance de los derechos que le otorga la garantía.

Una vez que se ha identificado el síntoma, se trata de seguir las orientaciones descritas, para encontrar las causas que originan el problema, se seleccionan los posibles resultados y desarrollan las acciones necesarias para superar los inconvenientes en el funcionamiento correcto del sistema Fotovoltaico.

Se procede a realizar el levantamiento de la información recopilada para dejar datos estadísticos del mantenimiento elaborado.

La manera de realizar las conexiones en los sistema FV deben de ser en lo más posible, respetando según indican las normas y los códigos de instalación existentes y establecidos por zonas geográficas (a nivel mundial ya están establecidos los criterios para determinadas zonas en el mundo). Aunque no existe un ente regulador que haga cumplir las normas establecidas, que supervise y garantice la buena calidad tanto para diseño como para el cumplimiento de códigos de instalaciones FV en nuestro país.

## CAPITULO VII. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL S. F. V.

### 7.1 Ventajas:

1. No tiene partes móviles que se desgasten por uso.
2. No contiene ni produce fluidos que puedan quemarse o disiparse durante su utilización.
3. No hay consumo de ningún tipo de combustible para operar.
4. No produce contaminación al medio ambiente, al generar electricidad.
5. El mantenimiento es mínimo, si son correctamente fabricados e instalados es decir, Mantenimiento y riesgo de avería muy bajo.
6. Evita un costoso mantenimiento de líneas eléctricas en zonas de difícil acceso
7. Permiten un amplio rango de aplicaciones solar-eléctrica con lo que se puede aumentar o reducir la potencia instalada fácilmente según las necesidades:
  - Pequeña escala: para uso residencial y/o aplicaciones remotas
  - Escala intermedia: como energía alternativa en comunidades rurales y en el comercio.
  - Gran escala: para plantas de potencia centralizada.
8. Tiene amplio rango de capacidad de generación, de micro wat a mega wat.
9. El Tiempo de vida útil es alto, duran más de 50 años.
10. No utiliza piezas móviles en el proceso de conversión.
11. Contribuye a evitar el despoblamiento progresivo de determinadas zonas.
12. Es una energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio.
13. Una vez instalada tiene un costo energético nulo.
14. Tipo de instalación fácilmente modulable.



15. No produce contaminación de ningún tipo.
16. Se trata de una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir el costo y aumentar el rendimiento.

### **7.2 Desventajas:**

1. No son económicamente competitivos para la mayoría de sus aplicaciones. Como por ejemplo para escalas intermedia y grande.
2. La tecnología de producción están centralizadas en su mayor parte, por los países industrializados.
3. Los sistemas fotovoltaicos sólo producen electricidad mientras haya sol y su producción varia según la radiación solar que incide sobre ella.
4. El costo de producir electricidad para suplir energía a una red de transmisión todavía no compite con el costo generado a base de petróleo.
5. Baja eficiencia de conversión de luz solar en electricidad.
6. El costo del equipo
7. El tamaño del campo de paneles.

## **CAPITULO VIII. Análisis económico**

En esta etapa, se presentará el costo de compra de los equipos, para el sistema solar fotovoltaico, el sistema inversor cargador y la instalación del cielo raso para la primera planta del edificio Marlon Zelaya.

El costo de cada uno de los equipos está indicado en proformas, en anexos, B IV, en donde se reflejan tres distintas proformas para el sistema solar fotovoltaico, tres distintas proformas para el cableado, tres distintas proformas para la instalación de cielo raso en las aulas de la primera planta del edificio Marlon Zelaya y tres distintas proformas para los centros de cargas auxiliares en los edificios julio padilla y tipo UNAN.

El sistema solar fotovoltaico consta de los siguientes equipos paneles fotovoltaicos, baterías o acumuladores, controladores, inversores, centros de cargas auxiliares y conductores.

El sistema inversor cargador consta de los siguientes equipos baterías o acumuladores, inversores, centros de cargas auxiliares y conductores.

De estos elementos consta el sistema de generación de energía y el de acumulación, los cuales al ser comprados, incluyen un kit de instalación, donde se garantiza el cableado dúplex 12 x 4, bornes para baterías y otras conexiones, y un conjunto de tornillos de diferentes formas y tamaños.

Los accesorios a utilizar se cotizaron en distintas empresas distribuidoras, seleccionando la empresa que venda a menos costo.

Los paneles solares de 200 w, las baterías de 6v a 420 Ah, los controladores de 40 A, 120 A, y 250 A, los inversores de 5500 w y 3900 w se compraran en la empresa TECNOSOL. Los kit de instalación para baterías y paneles solares se compraran en la empresa SUNI SOLAR S.A. Los conductores eléctricos se compraran en las empresas EDISON S.A. y SELNIC S.A. Los centros de

cargas auxiliares se compraran en las empresas EDISON. S.A. Los materiales para el cielo raso se compraran en dos tipos de ferreterías las láminas texturizadas, los clavos de acero para canal, y las sierras para cortar se compraran en la ferretería SANTANA. Los angulares M/finís, Los crossteemill de 12 pulgadas, y los tornillos punta de broca se compraran en la ferretería ALCON S.A.

Para los edificios Marlon Zelaya, julio padilla, y tipo UNAN los precios mostrados en tabla no contemplan el impuesto del **15%** ya que la universidad según la ley de autonomía es exonerada de impuesto, Por lo tanto los valores totales de la compra del sistema solar fotovoltaico y el sistema inversor cargador se pueden ver en tabla numero 14.

El costo mayoritario en el sistema solar fotovoltaico y el sistema inversor cargador es el inversor, ya que este equipo está equipado con un sensor, el cual se activa en el momento de conectar un equipo eléctrico a él, este dispositivo hace que los costos de este aparato se eleven, pero a la vez disminuye los riesgos, ya que evitaría que el inversor se mantenga encendido las 24 horas para evitar pérdida de tiempo en la transferencia de energía eléctrica.

El costo de instalación para el sistema solar, viene incluido en la compra del sistema, ya que las empresas distribuidoras constan con personal capacitado y cuidadoso encargado en la instalación de estos sistemas.

En lo que lleva a las baterías y el sistema de transferencia eléctrica, son sistemas los cuales serán instalados por personal técnico de la UNI, ya que están capacitados en instalaciones eléctricas y conocen las precauciones a tomar en dicha instalación.

La distribución de los costos puede ser observada en las tablas 14, 15 y 16. Aquí se muestra el costo de cada equipo con respecto a la inversión total realizada en la compra e instalación de ambos sistemas y la construcción del cielo raso.

Tabla numero 14 inversión total para el sistema solar fotovoltaico.

<b><i>Inversión Total para el Sistema solar Fotovoltaico</i></b>				
<b><i>Descripción</i></b>	<b><i>Unidad de Medida</i></b>	<b><i>Cantidad</i></b>	<b><i>Precio Unitario (\$)</i></b>	<b><i>Total (\$)</i></b>
<i>Paneles Solares de 200 Watts</i>	<i>Watts</i>	212	1150	243800
<i>Baterías de 6 Voltios a 420 Ah</i>	<i>Volts</i>	160	285	45600
<i>Controladores de Carga de 40 amperios</i>	<i>Amperios</i>	3	230	690
<i>Controladores de Carga de 120 amperios</i>	<i>Amperios</i>	4	500	2000
<i>Controladores de Carga de 250 amperios</i>	<i>Amperios</i>	1	1200	1200
<i>Inversores de 5500 Watts</i>	<i>Watts</i>	6	4100	24600
<i>Inversores de 3900 Watts</i>	<i>Watts</i>	4	1250	5000
<i>Kit de Instalación de Baterías</i>	<i>Kit</i>	3	863	2589
<i>Estructura para Instalación de MFV</i>	<i>Metros</i>	3	1152	3456
<i>Kit de Instalación de Módulos Solares</i>	<i>Kit</i>	30	555,75	16672,5
<i>Centro de Carga de 70 amperios Monofásicos</i>	<i>Amperios</i>	4	14,36	57,44
<i>Cable Calibre THHN8</i>	<i>Metros</i>	285	1,1	313,5
<i>Cable Calibre THHN4</i>	<i>Metros</i>		812,91	235,71
		<b><i>Subtotal</i></b>		<b><i>\$346.214,15</i></b>
		<b><i>Impuesto IVA (15%)</i></b>		<b><i>\$0,00</i></b>
		<b><i>Total</i></b>		<b><i>\$346.214,15</i></b>

Tabla numero 15 inversión total para el sistema Inversor cargador.

<b>Inversión Total para el Sistema Inversor Cargador</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Unidad de Medida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario (\$)</b>	<b>Total (\$)</b>
Paneles Solares de 200 Watts	Watts	212	1150	
Baterías de 6 Voltios a 420 Ah	Volts	80	285	22800
Controladores de Carga de 40 amperios	Amperios	3	230	690
Controladores de Carga de 120 amperios	Amperios	4	500	2000
Controladores de Carga de 250 amperios	Amperios	1	1200	1200
Inversores de 5500 Watts	Watts	6	4100	24600
Inversores de 3900 Watts	Watts	4	1250	5000
Kit de Instalación de Baterías	Kit	3	863	2589
Centro de Carga de 70 amperios Monofásicos	Amperios		414,36	57,44
		<b>Subtotal</b>		<b>\$55.046,44</b>
		<b>Impuesto IVA (15%)</b>		<b>\$0,00</b>
		<b>Total</b>		<b>\$55.046,44</b>

Tabla numero 16 inversión total para la instalación del cielo raso en la planta baja del edificio  
Marlon Zelaya.

<b>Inversión Total Para Cielo Raso</b>				
<b>Descripción</b>	<b>Unidad de Medida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario (\$)</b>	<b>Total (\$)</b>
Angulos M/FINISH 12'	Pies	12	1,51	18,12
Clavos de Acero para Canal de 1/2"	Unidad	600	0,0123	7,38
Crossteemel Finish de 12'	Pies	65	2,07	134,55
Lámina Texturizada	Metros	120	2,3	276
Tornillo Punta de Broca de 7/16"	Unidad	2000	0,0072	14,4
Sierra Sanflex	Unidad	5	1,42	7,1
		<b>Subtotal</b>		<b>\$457,55</b>
		<b>Impuesto IBA (15%)</b>		<b>\$0,00</b>
Mano de Obra para 6 aulas	Metros Cuadrados	<b>85,12</b>	<b>2,3</b>	<b>\$1.174,66</b>
		<b>Total</b>		<b>\$1.632,21</b>

Tabla. Numero 17 Inversión total del sistema inversor cargador.

<b>Inversión Total del Proyecto con Inversor Cargador.</b>	<b>\$56.678,65</b>	<b>Inversión total del Proyecto Solar Fotovoltaico.</b>	<b>\$347.846,36</b>
--	--------------------	---	---------------------

El sistema solar fotovoltaico y el sistema inversor cargador están compuestos por diferentes dispositivos los cuales poseen diferentes vidas útiles, por ejemplo el caso de las baterías y los inversores. Las baterías presentan una garantía de 5 años, por lo que se estima que después de los 5 años presentarán leves fallas o se pueden volver obsoletas por completo.

Los inversores pueden durar bastante tiempo, pero por lo general presentan fallas a los 10 años aproximadamente o en dependencia de las condiciones de demanda de electricidad a las que se ve expuestos los cables pueden durar más de 10 años si se mantienen en buen estado, y se les da el debido mantenimiento.

Los paneles fotovoltaicos son dispositivos que poseen un periodo de vida útil de 10 a 25 años, certificados por la norma norteamericana **UL - 1703**, por lo que estos dispositivos no presentarán fallas al cabo de 10 años.

Se elaboró un análisis económico en lo que es la inversión inicial de todo el sistema de respaldo, el costo de sustitución de algunos dispositivos para ambos sistemas al final de su vida útil, se deprecia por el método de línea recta el cual es el método más utilizado en Nicaragua ( ver tabla 18 ).

Según recomendaciones del Ing. Raúl Gonzales la vida útil del proyecto es de diez años.

Tabla numero 18 tablas de depreciación para el sistema solar fotovoltaico.

Depreciaciones para el Proyecto solar Fotovoltaico.												
Materiales	VC	DP 1	DP 2	DP 3	DP 4	DP 5	DP 6	DP 7	DP 8	DP 9	DP 10	VS
Paneles Solares	1150	113,85	113,85	113,85	113,85	113,85	113,85	113,85	113,85	113,85	113,85	11,5
Baterías	285	56,43	56,43	56,43	56,43	56,43	0	0	0	0	0	2,85
Controladora de Carga de 40	230	22,77	22,77	22,77	22,77	22,77	22,77	22,77	22,77	22,77	22,77	2,3
Controladora de Carga de 120	500	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	5
Controladora de Carga de 250	1200	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	12
Inversores de 5500	4100	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	41
Inversores de 3900	1250	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	12,5
Kit de Instalación de Baterías	863	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	8,63
Estructura para Instalación de MFV	1152	114,048	114,048	114,048	114,048	114,048	114,048	114,048	114,048	114,048	114,048	11,52
Kit de Instalación de Módulos Solares	555,75	55,01925	55,01925	55,01925	55,01925	55,01925	55,01925	55,01925	55,01925	55,01925	55,01925	5,5575
Centro de Carga de 70 amperios Monofásicos	14,36	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	0,1436
Cable Calibre THHN8	1,1	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	0,1089	0,011
Cable Calibre THHN4	2,91	0,28809	0,28809	0,28809	0,28809	0,28809	0,28809	0,28809	0,28809	0,28809	0,28809	0,0291
<b>Total Depreciación</b>		<b>\$1.232,76</b>	<b>\$1.232,76</b>	<b>\$1.232,76</b>	<b>\$1.232,76</b>	<b>\$1.232,76</b>	<b>\$1.176,33</b>	<b>\$1.176,33</b>	<b>\$1.176,33</b>	<b>\$1.176,33</b>	<b>\$1.176,33</b>	



Tabla numero 19 tablas de depreciación para el sistema Inversor cargador.

<b>Depreciaciones para el Proyecto Inversor Cargador.</b>												
<b>Materiales</b>	<b>VC</b>	<b>DP 1</b>	<b>DP 2</b>	<b>DP 3</b>	<b>DP 4</b>	<b>DP 5</b>	<b>DP 6</b>	<b>DP 7</b>	<b>DP 8</b>	<b>DP 9</b>	<b>DP 10</b>	<b>VS</b>
Baterías	<b>285</b>	56,43	56,43	56,43	56,43	56,43	0	0	0	0	0	2,85
Inversores de 5500	<b>4100</b>	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	405,9	41
Inversores de 3900	<b>1250</b>	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	123,75	12,5
Kit de Instalación de Baterías	<b>863</b>	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	170,874	8,63
Centro de Carga de 70 amperios Monofásicos	<b>14,36</b>	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	1,42164	0,1436
<b>Total Depreciación</b>		<b>\$758,38</b>	<b>\$758,38</b>	<b>\$758,38</b>	<b>\$758,38</b>	<b>\$758,38</b>	<b>\$701,95</b>	<b>\$701,95</b>	<b>\$701,95</b>	<b>\$701,95</b>	<b>\$701,95</b>	

El balance económico se decidió evaluarlo con financiamiento y sin financiamiento para determinar cuál de los dos métodos es el más conveniente para la universidad, el método con financiamiento la universidad desembolsara el 30% del costo del proyecto y el 70% se prestara al banco (BDF O BAMPRO) con una tasa de interés anual de 10.25% cantidad a pagar en un plazo de 5 años.

El método sin financiamiento la universidad costeara el 100% del costo total del proyecto a pagarlo al momento de realizar la compra. Ver tabla a continuación.

Tabla. 20 Datos del proyecto con Financiamiento

Con Financiamiento			
Participación			
UNI	30%		
Banco BDF	70%		
Total	100%		
Tasa de interés		10,25% anual	
Plazo 5 años			
Costo por mantenimiento		39800	2042,07

Representación grafica del monto a pagar anualmente en cinco años de plazo.

$$Anualidad = P * \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Tabla 21 anualidades para el proyecto solar fotovoltaico.

Anualidades para el Proyecto solar fotovoltaico.				
Año	Interés	Amortización	cuota	Saldo
0				\$280.295,48
1	\$28.730,29	\$45.683,78	74414,07	\$234.611,69
2	\$24.047,70	\$50.366,37	74414,07	\$184.245,32
3	\$18.885,15	\$55.528,93	74414,07	\$128.716,39
4	\$13.193,43	\$61.220,64	74414,07	\$67.495,75
5	\$6.918,31	\$67.495,76	74414,07	\$0,00

En el sistema solar fotovoltaico se economizara el pago de energía mensual por las 4 horas que trabajaran los equipos siendo un ahorro anual para el proyecto en los tres edificios, se realizo un estudio para evaluar si la luminosidad por cada aula, pasillos, gradas y baños es la recomendada por el libro de luminotecnica el cual recomienda 250 y 500 luxes, se procedió a medir con el luxómetro determinando al final que la luminosidad existente en las aulas, pasillos, gradas y baños de los edificios es la correcta, pero en las aulas de la primera planta del edificio Marlon Zelaya las lámparas se encuentran a una mayor altura comparadas con las aulas de los demás edificios por lo cual se recomienda la construcción de un cielo raso para reducir la altura y de esta manera reducir el numero de lámparas de 36 a 24 lámparas por aulas tomando en cuenta que cada lámpara consume 40w por hora al multiplicar las 12 lámparas que se reducirán por cada aula por los 40w que consume cada lámpara, se economizara pagar 480w por cada aula y por las 6 aulas se economizara 2.88kw diario y 1051.2 Kw anual, que multiplicado por el costo de Kw que es de 3.1448 córdobas mensual resultando un ahorro de 169.52 dólares por año recuperándose la inversión para el cielo raso en 10 años.

Tabla numero 22 ahorros de energía implementando el sistema solar fotovoltaico

	<b>Diario</b>	<b>Mensual</b>	<b>Anual</b>
Ahorro monetario por uso de paneles en el edificio Marlon Zelaya	218,76	6562,8	78753,6
Ahorro monetario por uso de paneles en el edificio julio padilla	142,90	4287,00	51444,00
Ahorro monetario por uso de paneles en le edificio tipo UNAN	66,92	2007,60	24091,20
<b>Total C\$</b>	428,58	12857,4	154288,8
<b>Total \$</b>	<b>21,99</b>	<b>659,69</b>	<b>7916,31</b>
Ahorro por Inversor Cargador	<b>247.690,00</b>		

Se evaluó el costo y los flujos para ambos sistemas con financiamiento, calculando la **VPN** (valor presente neto) en los dos sistemas, planteando que en el sistema solar fotovoltaico existe un ingreso anual por beneficio y este es mayor que los costos totales y en el sistema inversor cargador no hay beneficio solo en el año cero al momento de adquirir los equipo del sistema inversor cargador comparado con la adquisición del sistema solar fotovoltaico, pero este no es percibible por la empresa solo existen costos de operación. El sistema inversor cargador no genera ningún ingreso anual pero es la opción más viable debido a que su adquisición es cinco veces menor que la adquisición del sistema fotovoltaico y aunque se pague la energía para cargar las baterías diariamente durante los 10 años de vida útil del proyecto la diferencia siempre será considerable.

Ver tablas que se muestran a continuación donde se calcularon los costos y beneficios para ambos sistemas. (TABLAS 23, 24, 25, 26,27 Y 28)

Tabla de flujos puros (sin financiamiento)

TABLA.23

Flujo de Costo para el Sistema Fotovoltaico con Paneles Solares											
Concepto/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro de Implementación		7.916,31	7.916,31	7.916,31	7.916,31	7.916,31	7.916,31	7.916,31	7.916,31	7.916,31	7.916,31
Costo de Operación		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos de Mantenimiento		2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07
Costos antes de impuesto		5.874,23	5.874,23	5.874,23	5.874,23	5.874,23	5.874,23	5.874,23	5.874,23	5.874,23	5.874,23
Costos de Impuestos (15%)		881,13	881,13	881,13	881,13	881,13	881,13	881,13	881,13	881,13	881,13
Costos Neto		4.993,10	4.993,10	4.993,10	4.993,10	4.993,10	4.993,10	4.993,10	4.993,10	4.993,10	4.993,10
Depreciación		1.331,76	1.331,76	1.331,76	1.331,76	1.331,76	1.275,33	1.275,33	1.275,33	1.275,33	1.275,33
Inversión	347.846,36										
Flujo Neto de Costos	-347.846,36	6.324,86	6.324,86	6.324,86	6.324,86	6.324,86	6.268,43	6.268,43	6.268,43	6.268,43	6.268,43
	Impuesto	12,5%									
VPN	-312.940,72	Valor presente neto en base a costos, los ingresos por beneficios son mayores que los Costos									

Tabla numero 23 flujos de costos para el S.F.V.

Tabla numero 24 flujos de costos para el sistema inversor cargador.

<b>Flujo de Costo para el Sistema inversor cargador.</b>											
<b>Concepto/Años</b>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Costo de Operación</b>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Gastos de Mantenimiento</b>		2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07
<b>Costos antes de impuesto</b>		<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>
<b>Costos de Impuestos (15%)</b>		306,31	306,31	306,31	306,31	306,31	306,31	306,31	306,31	306,31	306,31
<b>Costos Neto</b>		<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>
<b>Depreciación</b>		857,38	857,38	857,38	857,38	857,38	800,95	800,95	800,95	800,95	800,95
<b>Inversión</b>	<b>56.678,65</b>										
<b>Flujo Neto de Costos</b>	<b>56.678,65</b>	<b>878,39</b>	<b>878,39</b>	<b>878,39</b>	<b>878,39</b>	<b>878,39</b>	<b>934,82</b>	<b>934,82</b>	<b>934,82</b>	<b>934,82</b>	<b>934,82</b>
	<b>Impuesto</b>	<b>12,5%</b>									
<b>VPN</b>	<b>61.653,27</b>	<b>Valor Presente neto en base a costos, solo hay costos no hay beneficios anuales, solo en el año cero, pero que no es percibible por la empresa</b>									

Tabla numero 25 TIR para los flujos sin financiamiento

	-26,00%	-22,00%	<b>Por interpolación el valor de la TIR para el proyecto con paneles solares es de: - 24,5% para un VPN de: -167,73</b>
<b>TIR para el proyecto solar fotovoltaico.</b>	<b>118.435,43</b>	<b>-33.893,24</b>	
<b>TIR para el proyecto Inversor Cargador.</b>	-30%	-20%	<b>Costos: Como el sistema inversor cargador solo presentan costos, no hay una tasa de interés que puedan hacer cero los costos.</b>
	<b>162.943,99</b>	<b>94.956,44</b>	

Tabla numero 26 Flujos con Financiamiento para el S.F.V.

Flujo de costos para el sistema Solar fotovoltaico											
Concepto/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Ahorro de Implementación</b>		<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>	<b>7.916,31</b>
Costo de Operación		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos de Mantenimiento		2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07
Intereses de la Deuda		28.730,29	24.047,70	18.885,15	13.193,43	6.918,31					
<b>Costos antes de impuesto</b>		<b>-22.856,05</b>	<b>-18.173,47</b>	<b>-13.010,91</b>	<b>-7.319,20</b>	<b>-1.044,08</b>	<b>5.874,23</b>	<b>5.874,23</b>	<b>5.874,23</b>	<b>5.874,23</b>	<b>5.874,23</b>
<b>Costos de Impuestos (15%)</b>		<b>-3.428,41</b>	<b>-2.726,02</b>	<b>-1.951,64</b>	<b>-1.097,88</b>	<b>-156,61</b>	<b>881,13</b>	<b>881,13</b>	<b>881,13</b>	<b>881,13</b>	<b>881,13</b>
<b>Costos Neto</b>		<b>-19.427,65</b>	<b>-15.447,45</b>	<b>-11.059,28</b>	<b>-6.221,32</b>	<b>-887,47</b>	<b>4.993,10</b>	<b>4.993,10</b>	<b>4.993,10</b>	<b>4.993,10</b>	<b>4.993,10</b>
Depreciación		1.331,76	1.331,76	1.331,76	1.331,76	1.331,76	1.275,33	1.275,33	1.275,33	1.275,33	1.275,33
<b>Inversión</b>	<b>347.846,36</b>										
Amortización de la Deuda		45.683,78	50.366,37	55.528,93	61.220,64	67.495,76					
<b>Flujo Neto de Costos</b>	<b>347.846,36</b>	<b>-63.779,67</b>	<b>-64.482,06</b>	<b>-65.256,44</b>	<b>-66.110,20</b>	<b>-67.051,47</b>	<b>6.268,43</b>	<b>6.268,43</b>	<b>6.268,43</b>	<b>6.268,43</b>	<b>6.268,43</b>
Van para los Paneles Solares	12,50%	128.277,32									

Tabla numero 27 flujos de costo para el sistema inversor cargador.

Flujo de Costo para el Sistema Inversor Cargador											
Concepto/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costo de Operación		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos de Mantenimiento		2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07	2.042,07
Intereses de la Deuda		28.730,29	24.047,70	18.885,15	13.193,43	6.918,31					
<b>Costos antes de impuesto</b>		<b>30.772,36</b>	<b>26.089,77</b>	<b>20.927,22</b>	<b>15.235,50</b>	<b>8.960,39</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>	<b>2.042,07</b>
<b>Costos de Impuestos (15%)</b>		4.615,85	3.913,47	3.139,08	2.285,33	1.344,06	306,31	306,31	306,31	306,31	306,31
<b>Costos Neto</b>		<b>26.156,51</b>	<b>22.176,31</b>	<b>17.788,14</b>	<b>12.950,18</b>	<b>7.616,33</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>	<b>1.735,76</b>
Depreciación		857,38	857,38	857,38	857,38	857,38	800,95	800,95	800,95	800,95	800,95
Inversión	<b>56.678,65</b>										
Amortización de la Deuda		45.683,78	50.366,37	55.528,93	61.220,64	67.495,76					
<b>Flujo Neto de Costos</b>	<b>56.678,65</b>	<b>70.982,91</b>	<b>71.685,30</b>	<b>72.459,69</b>	<b>73.313,44</b>	<b>74.254,71</b>	<b>934,82</b>	<b>934,82</b>	<b>934,82</b>	<b>934,82</b>	<b>934,82</b>
VPN para el sistema solar Fotovoltaico.	12,50%	316.127,94									

Tabla.28 TIR Para los flujos con Financiamiento.

<b>TIR para sistema solar fotovoltaico.</b>	-5%	-10%	<b>Por interpolación el valor de la TIR para el proyecto con paneles solares es de - 6,39% para una van de: 496,07</b>
	12.697,03	-32.836,68	
<b>TIR Para el sistema Inversor cargador.</b>			<b>Como solo se reflejan los costos, no existe TIR que haga que el VPN cero.</b>



Los indicadores financieros (**VPN y TIR**) utilizados para evaluar las inversiones propuestas en este estudio se realizaron sobre la base de una tasa de descuento del 12.5% la cual es la remendada para proyectos sociales por el sistema nacional de inversión pública. Esta última representa el costo de oportunidad del capital como una tasa de desafío para el proyecto o estudio.

Por lo tanto se recomienda implementar **el sistema inversor cargador**. Aunque este no tenga ningún ingreso anual tangible, pero recordemos que este proyecto es un **proyecto social** y sus beneficios son intangibles, o sea beneficios que no se pueden tocar, es una inversión con fondos del **6%** el cual proviene del pueblo, en el cual se beneficiaran los estudiantes al no perder clases y poder recibir una educación de calidad y la universidad al cumplir con sus programas y de esta manera proyectarse ante la sociedad como una universidad de calidad líder en ciencia y tecnología.

## CONCLUSIONES

De esta forma se concluye el trabajo realizado en el diseño del sistema de respaldo para los edificios Marlon Zelaya, julio padilla, y edificio tipo UNAN de la Facultad de la Tecnología en la Industria de la Universidad Nacional de Ingeniería.

Dando por conclusión que el sistema inversor cargador es factible en relación a otros sistemas, ya que su adquisición es de bajo costo y siempre se puede cargar todos los días, sus dispositivos no son muy complejos y no presentan peligro tanto para los equipos como son las lámparas y abanicos. También es un sistema el cual permite el continuo paso de la corriente y voltaje en el circuito de los tres edificios evaluados, ya que no presenta un periodo de encendido, debido a que los acumuladores para entrar en operación, solo necesitan entrar en contacto con la red eléctrica.

En la parte de su trabajo principal, el sistema no presenta ningún problema en suministrar la carga necesaria para que las aulas de los edificios se mantenga a un margen de 4 horas en operación, ya que gracias a medidas de seguridad tomada por sus factores aplicados en el calculo de la potencia a utilizar en cada uno de los dispositivos, se incrementa la potencia total producida por el sistema, para así evitar que el sistema se descargue por completo y a la vez mantener un nivel de carga bajo para que el sistema no tarde en el proceso de cargado.

En tanto a su análisis económico se ha observado que, la facultad invertirá cinco veces menos de lo que invierte por comprar los equipos del sistema solar fotovoltaico planteando así, que la instalación viene incluida con la compra de los equipos eléctricos, y los equipos que necesiten instalación fuera del sistema inversor cargador serán instalados por operarios técnicos que trabajan en la Universidad Nacional de Ingeniería, los cuales reciben un salario fijo mensual, por lo que no generara muchos gastos en la instalación de este sistema.

Por otra parte el mantenimiento de este sistema será manejado por estos mismos trabajadores, los cuales conocen las normas y precauciones para trabajar con equipos de baja y alta tensión, para así evitar que otro personal no autorizado presente riesgos de accidentes eléctricos.

Los equipos presentan un tiempo de garantía ofrecida por los distribuidores, los dispositivos de más corto tiempo de garantía son los acumuladores, ya que podrían empezar a tener fallas al cabo de 4 años, sin embargo el equipo más costoso en la inversión es el inversor, ya que es un poco más complejo que los inversores comunes. Este dispositivo puede llegar a presentar fallas al cabo de 5 años o más, estos defectos pueden ser corregidos lo que puede alargar la vida útil de este mismo.

Sin embargo los equipos fotovoltaicos presentan un tiempo de vida útil de 10 a 25 años, siempre y cuando se le de un buen mantenimiento y se eviten los daños causados por golpes en la cara donde se ubican las celdas fotovoltaicas.

Los demás dispositivos pueden soportar una vida útil mayor a los 10 años, siempre y cuando se mantengan fuera del contacto de la humedad y evitar la presencia de nidos de insectos en ellos.

Si se presentaran mejoras al sistema para prolongar su tiempo de trabajo, sería en los dispositivos de acumuladores, paneles y/o controladores de carga, pero no en el inversor, ya que esta adecuado para la potencia de los equipos de la sala de computo, por lo que el costo de mejora sería bajo en relación al costo de inversión inicial, ya que el mayor costo se sitúa en la compra de los inversores.

## **RECOMENDACIONES.**

- Ordenar el sistema eléctrico para los tres edificios ya que este es muy antiguo y existen riesgos, mayormente el del edificio Marlon Zelaya el cual fue diseñado para laboratorios y su circuito es muy complejo.
- Construir un cielo raso en la primera planta del edificio Marlon Zelaya para reducir el número de lámparas de 36 a 24 lámparas por cada aula para un total de 72 lámparas menos y de esta manera economizarse 2.88 kw por hora.
- Realizar un balance de carga en cada uno de los centros de cargas de los tres edificios estudiados con el objetivo de evitar sobrecargas en las fases y aumento en el consumo de energía y los costos de operación de la institución.
- Modificar el techo del edificio Marlon Zelaya para aumentar el área de incidencia solar.
- Efectuar mantenimiento al sistema inversor cargador mensualmente para alargar la vida útil de los equipos.
- Efectuar mantenimiento a los difusores y las lámparas realizando cambios o eliminando las ya dañadas, limpiar tubos fluorescentes y lámparas en general la limpieza se debe realizar cada 4 meses.
- Unificar los medidores de energía en un solo medidor, ya que para los tres edificios estudiados existen 2 medidores con dos tipos de tarifa.
- Cambiar las lámparas de 40w por balastos electrónicos más económicos, cambiar los abanicos de 60w por abanicos de 50w.
- Experimentar con el sistema inversor cargador ya que este es el mas económico y rentable para la universidad.
- Adquirir el sistema inversor cargador con el método con financiamiento ya que la tasa de interés anual es bastante favorable para la universidad y es la que mas le conviene.
- Cargar el sistema mayormente por las noches de 10 pm en adelante, para ahorrar energía ya que a esa hora el precio del kWh es más favorable.
- Comprar los equipos a la empresa tecno sol la cual es la que más favorable vende los equipos y en el precio viene incluida su instalación.

## Bibliografía

➤ **Paginas Web de medios especializados en paneles fotovoltaicos.**

<http://www.siemenssolar.com>. Siemens Solar, fabricante de celdas y módulos solares.

<http://www.isofoton.es>. Isofotón, fabricante de módulos solares, reguladores e inversores para sistemas solares.

<http://www.bpsolarex.com>. BP Solar, fabricante de módulos solares, reguladores y inversores para sistemas solares.

<http://www.kyocera.com>. Kyocera, fabricante de módulos solares.

<http://www.photowatt.com/espagnol/espagnol.asp>. Photowatt, fabricante de módulos solares.

<http://www.morningstarcorp.com>. Morningstar Corporation, fabricante de reguladores de carga para sistemas fotovoltaicos.

<http://www.atersa.com>. Atersa, fabricante de varios componentes de sistemas fotovoltaicos como paneles, baterías, reguladores e inversores.

<http://www.ises.org/>. International Solar Energy Society.  
<http://energy.sourceguides.com/businesses/byP/solar/solar.shtml>.  
Contiene directorio de negocios solares en el mundo.

<http://www.pvpower.com/>. PV Power Resource Site, recursos informativos de la energía fotovoltaica.

<http://www.bun-ca.org>. Biomass Users Network – Oficina Regional para Centro América (BUN-CA), ONG regional con la misión de contribuir al desarrollo y fortalecimiento de la capacidad productiva de América Central, en energía renovable, eficiencia energética y agricultura sostenible.

<http://www.energyhouse.com>. E+Co, corporación sin fines de lucro, de inversiones en energía renovable y eficiencia energética.

➤ **Consulta a técnicos especializados en paneles fotovoltaicos.**

ECAMI

Altos de Santo Domingo, Las Sierritas, Managua.

Teléfono: (505) 276-0925

Fax: (505) 276-0240

E-mail: [ecami@ibw.com.ni](mailto:ecami@ibw.com.ni)

TECNOSOL

Rotonda Bello Horizonte 150 mts. Arriba,

Casa L – I 20,

Managua.

Telefax: (505) 244-2205

E-mail: [tecnosol@munditel.com.ni](mailto:tecnosol@munditel.com.ni)

SUNISOLAR

Managua

Teléfono: (505) 278-2630

Fax: (505) 2782630

E-mail: [sunisolar\\_2000@yahoo.com](mailto:sunisolar_2000@yahoo.com)

GRUPO FENIX UNI RUSB.

MANAGUA.

OFICINA DE PROYECTOS UNI RUBS.

INGENIERO RAUL GAONZALEZ

- Documentación del curso de energía solar fotovoltaica “**Curso de Energía Solar Fotovoltaica**” – Ing. María Teresa Castillo Rayo – UNI RUPAP.
- **Sistemas de energía fotovoltaica**, manual del instalador – ASIF
- **Energía Solar fotovoltaica** – RES & RUE Dissemination
- **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales** – Enríquez Harper
- **Manual de baja tensión** – indicaciones para la selección de aparatos de maniobra, instalaciones y distribuciones – Theodor Schmelcher

# ANEXOS

**Anexo A1.**  
Paneles fotovoltaicos



Baterías de ciclo profundo



Controladores de carga



Inversores




Interruptor de transferencia  
(Transfer Switch)



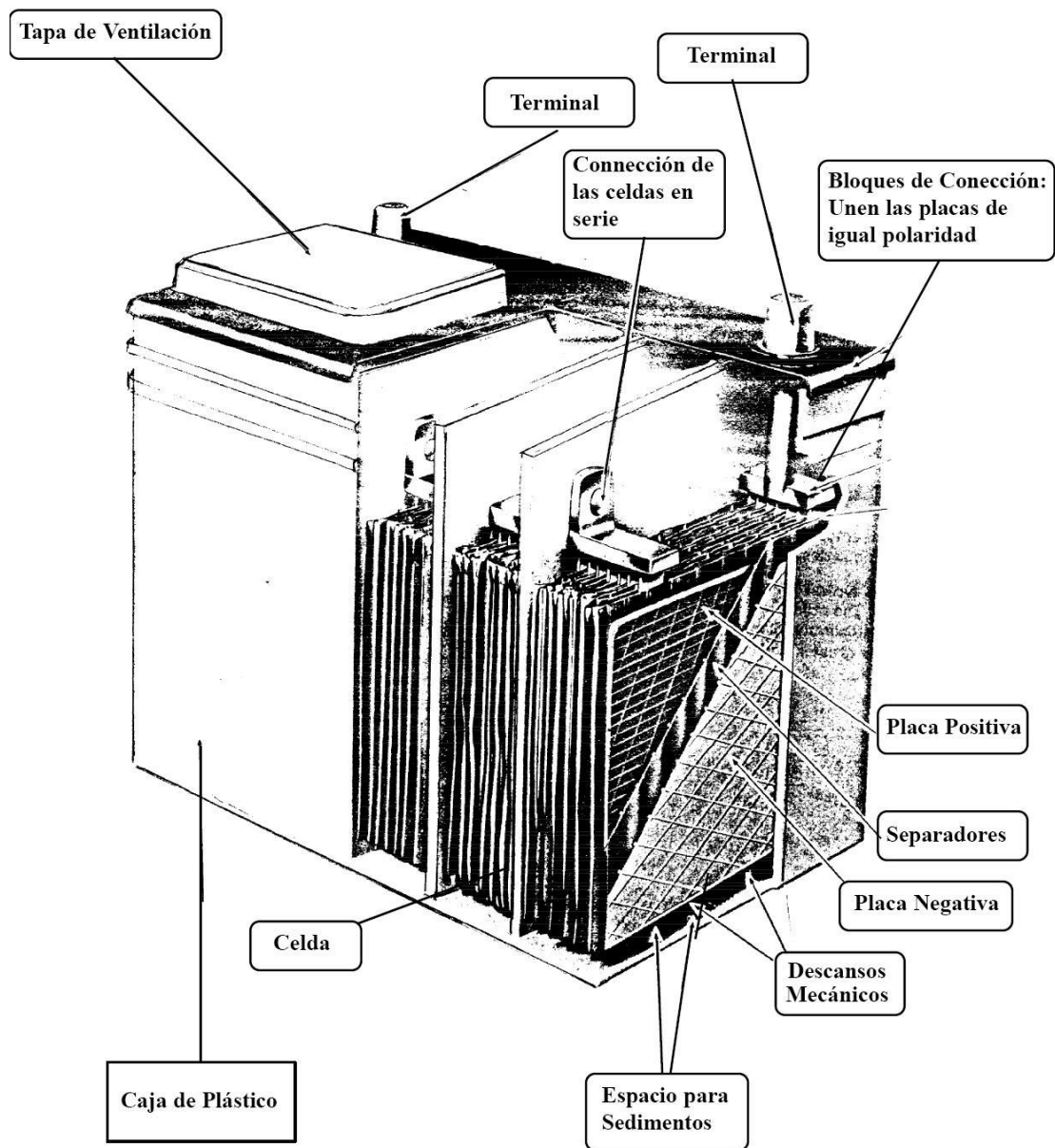
Cableado





Algunos módulos fotovoltaicos presentes en el mercado		
		

Anexos A II. Tipos de celdas fotovoltaicas.



Anexos A III. Componentes de una batería.

**Carga admisible de conductores aislados para temperaturas ambiente de hasta 30°C  
(según determinaciones de USA y Canadá)**

Tamaño del conductor AWG/ MCM	Sección nominal mm <sup>2</sup>	Para 30°C temperatura ambiente, hasta tres conductores en un tubo, o cable de tres conductores				Para 30°C temperatura ambiente, un conductor aislado aéreo			
		Conductor de Cobre		Conductor de Aluminio		Conductor de Cobre		Conductor de Aluminio	
		Carga permanente admisible		Carga permanente admisible		Carga permanente admisible		Carga permanente admisible	
		Tipo R,T (A)	Tipo RH, THW (A)	Tipo R,T (A)	Tipo RH, THW (A)	Tipo R,T (A)	Tipo RH, THW (A)	Tipo R,T (A)	Tipo RH, THW (A)
14	2.08	15				20			
12	3.31	20		15		25		20	
10	5.26	30		25		40		30	
8	8.37	40		30		55		45	
6	13.3	55		40		80		60	
4	21.15	70		55		105	125	80	100
3	26.66	80	100	65			145	95	115
2	33.63	95	115	75			170	110	135
1	42.41	110	130	85	100		195		155
1/0	53.51		150	100	120		230		180
2/0	67.44		175		135		265		210
3/0	85.02		200		155		310		240
4/0	107.22		230		180		360		280
250	126.68		255		205		405		315
300	152.01		285		230		445		350
350	177.35		310		250		505		395
400	202.68		335		270		545		425
500	253.35		380		310		620		485
600	304.0		420		340		690		545
700	354.71		460		375		755		595
750	380.0		475		385		785		620
800	405.36		490		395		815		645
900	456.04		520		425		870		700
1000	506.70		545		445		935		750
1250	633.38		590		485		1065		855
1500	760.05		625		520		1175		950
1750	886.7		650		545		1280		1050
2000	1013.4		665		560		1385		1150

Anexo A IV características eléctricas de los conductores

Localidad	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año.
Atlántico Int.	4.0	4.65	5.4	5.55	5.05	4.4	3.85	4.2	4.2	4.1	3.8	3.8	4.41
Cárdenas	5.2	5.85	6.3	6.15	5.275	4.7	4.9	4.8	4.8	4.7	4.5	4.1	5.10
Bluefield	4.0	4.95	5.7	5.85	5.05	4.4	4.2	4.4	4.4	4.3	4.1	3.8	4.59
Chinandega	5.2	5.85	6.3	5.85	5.35	5.1	5.25	5.4	4.8	5.0	4.7	4.4	5.28
Granada	5.2	5.85	6.3	6.15	5.35	4.8	4.9	5.2	5.2	4.9	4.7	4.7	5.27
Jinotega	4.9	5.25	6.0	5.85	5.275	5.0	4.2	5.4	5.2	4.9	4.7	4.7	5.11
Jinotepé	4.9	5.25	6.0	5.85	5.275	5.0	4.9	5.4	5.2	4.9	4.7	4.7	5.17
Julgalpa	4.9	5.25	6.0	5.85	5.2	4.7	4.55	4.5	5.0	4.9	4.7	4.7	5.02
El Rama	4.0	4.95	5.7	5.7	4.975	4.4	3.85	4.2	4.4	4.3	4.1	4.7	4.80
Malacatoya	4.9	5.55	6.3	6.0	5.35	4.8	4.9	5.2	5.2	4.9	4.7	4.7	5.20
<b>Managua</b>	<b>5.2</b>	<b>5.85</b>	<b>6.3</b>	<b>6.15</b>	<b>5.425</b>	<b>5.0</b>	<b>4.9</b>	<b>5.4</b>	<b>5.2</b>	<b>4.9</b>	<b>4.7</b>	<b>4.4</b>	<b>5.28</b>
Morrito	4.6	5.25	6.0	5.85	5.2	4.5	4.2	4.4	4.8	4.7	4.5	3.8	4.81
Marsha Point	4.0	4.95	5.7	5.7	5.05	4.4	4.2	4.4	4.4	4.1	3.9	4.7	4.82
Macatepe	5.5	5.85	6.3	6.15	5.35	5.0	4.9	5.2	5.2	4.9	4.7	4.4	5.28
Muy muy	4.6	5.25	6.0	5.7	5.123	4.7	4.55	5.0	5.0	4.7	4.5	3.8	4.81
Nagarote	5.2	5.85	6.3	6.0	5.35	5.1	5.25	5.4	5.0	4.9	4.7	3.8	5.23
Ocotitl	4.6	5.25	5.7	5.85	5.275	5.2	4.9	5.4	5.2	4.9	4.5	4.7	3.85
Punta gorda	4.0	4.95	5.7	5.85	5.05	4.3	4.2	4.4	4.4	4.3	4.1	4.7	4.88
Puerto Cabeza	3.7	4.65	5.1	5.55	4.9	4.4	4.2	4.4	4.4	4.1	3.9	4.7	4.50
Puerto Isabel	4.0	4.65	5.4	5.55	5.05	4.4	4.2	4.2	4.4	4.1	3.9	4.1	4.49
Rivas	5.5	6.15	6.6	6.15	5.35	4.9	4.9	5.0	5.0	4.9	4.7	3.8	5.24
San Carlos	4.3	4.95	5.7	5.5	4.975	4.3	3.85	4.2	4.4	4.3	4.1	3.8	4.53
Siuna	4.0	4.65	5.1	5.4	4.975	4.4	3.85	4.2	4.2	4.1	3.9	3.8	4.38
Sundy Bay	3.7	4.65	5.1	5.55	4.975	4.4	4.2	4.4	4.4	4.1	3.7	3.8	4.41
Tasba Rayo	3.7	4.55	5.1	5.55	4.975	4.4	4.2	4.4	4.4	4.1	3.7	3.8	4.40
Tunglas	4.0	4.65	5.55	5.05	5.05	4.4	3.85	4.2	4.2	4.1	3.9	3.8	4.39
Villa Sandino	4.6	4.95	5.7	5.35	5.05	4.5	3.85	4.2	4.6	4.7	4.5	4.1	4.87

Anexo A V tabla de radiación solar correspondiente a nivel nacional.

**INSTITUTO NICARAGUENSE DE ESTUDIOS TERRITORIALES  
DIRECCION GENERAL DE METEOROLOGIA  
RESUMEN METEOROLOGICO ANUAL**

**Estación: - AEROPUERTO INTERNACIONAL  
MANAGUA/ MANAGUA**

**Latitud: 12° 08' 36''  
N**

**Código: 69 027**

**Longitud: 86° 09'  
49'' W**

**Años: 1957 - 2007**

**Elevación: 56 msnm**

**Parámetro: nubosidad (octas)**

**Tipo: HMP**

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media
1957	3.7	3.4	2.8	3.5	5.0	5.4	6.4	6.3	6.5	6.3	4.8	4.1	4.9
1958	4.5	3.3	3.6	3.8	5.9	6.7	6.7	5.7	6.0	6.4	4.5	4.1	5.1
1959	3.2	3.2	2.5	4.1	4.9	6.6	6.3	5.8	6.4	6.5	5.4	3.9	4.9
1960	4.1	4.3	4.2	5.6	6.6	7.4	7.2	7.1	6.5	7.2	5.2	3.8	5.8
1961	3.7	3.2	4.3	4.0	5.5	6.9	6.6	6.4	6.3	6.3	4.6	4.0	5.2
1962	3.6	3.1	3.3	5.1	5.6	6.8	6.4	6.5	6.8	6.7	4.6	3.7	5.2
1963	3.6	3.9	4.0	5.0	5.8	7.0	6.5	6.0	6.8	6.2	5.7	4.3	5.4
1964	3.8	3.4	3.6	4.5	5.6	6.9	6.7	6.4	6.2	6.7	5.8	5.1	5.4
1965	4.2	3.4	2.9	3.7	5.9	6.6	6.9	6.6	6.9	6.4	5.3	4.3	5.3
1966	4.5	4.4	5.0	5.5	6.4	7.3	6.9	6.5	6.7	6.3	4.0	4.4	5.7
1967	4.5	3.6	3.3	4.1	5.3	7.0	6.6	6.8	6.9	6.9	5.2	4.3	5.4
1968	3.2	3.1	3.8	4.5	6.8	7.5	6.7	7.2	7.1	6.9	6.2	3.8	5.6
1969	3.0	3.1	4.5	5.7	6.2	7.3	6.9	7.3	6.8	7.3	5.4	5.0	5.7
1970	4.2	3.9	4.5	4.6	6.2	6.8	7.4	7.1	7.2	6.9	6.4	4.8	5.8
1971	4.5	3.7	3.8	4.4	6.1	7.1	6.9	7.1	7.3	6.9	5.5	4.3	5.6
1972	4.4	2.9	2.4	4.0	7.0	6.6	6.3	6.1	6.7	5.7	5.4	4.1	5.1
1973	2.7	2.8	3.3	3.5	5.5	6.7	6.2	6.0	6.9	6.9	4.9	2.5	4.8
1974	2.8	1.9	2.2	3.0	5.2	5.5	5.1	5.6	6.3	5.6	2.8	3.3	4.1
1975	3.6	2.8	2.5	2.8	4.6	6.2	5.8	6.6	7.5	5.8	6.2	2.5	4.7
1976	3.4	2.3	2.0	3.3	4.9	6.8	5.7	6.2	6.5	6.1	5.1	2.8	4.6
1977	2.2	2.6	1.6	3.0	5.8	6.9	5.3	6.3	6.3	5.6	5.3	3.5	4.5
1978	2.4	2.9	3.3	3.8	5.2	6.2	6.7	6.5	6.3	5.4	4.1	3.7	4.7
1979	2.4	2.0	3.1	4.4	5.6	6.8	6.5	6.7	-	-	-	-	4.7
1980	3.9	2.7	3.1	3.9	6.4	7.2	6.7	6.8	7.1	6.7	5.6	4.5	5.4
1981	2.5	3.4	4.2	5.1	7.2	7.4	6.5	6.8	-	-	-	-	5.4
1982	-	2.9	2.7	3.3	6.4	5.9	5.9	5.5	6.6	6.0	3.2	2.6	4.6
1983	2.3	2.5	3.0	2.2	3.9	6.4	6.1	5.9	6.8	6.4	5.5	4.6	4.6
1984	2.7	3.9	3.6	4.0	5.3	6.6	6.7	6.9	7.4	6.1	4.8	5.4	5.3
1985	4.2	3.0	2.5	4.5	5.9	6.8	6.8	6.6	6.4	6.5	-	4.5	5.2

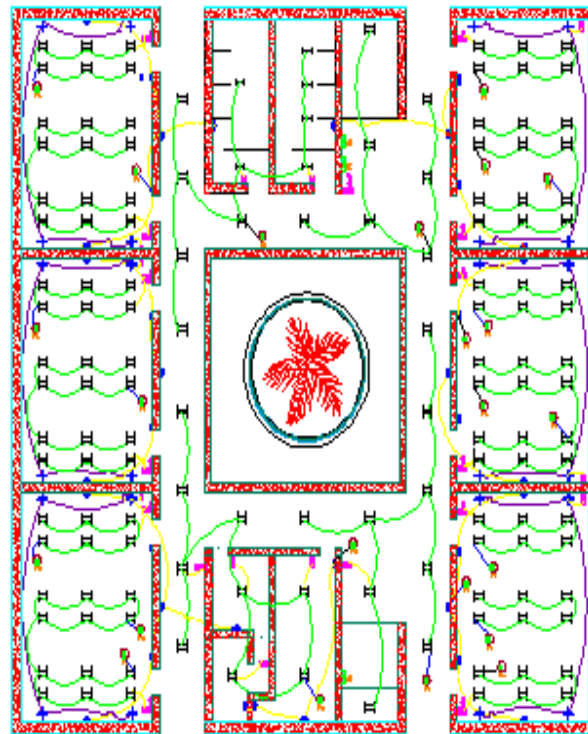
1986	3.1	2.6	3.0	2.7	5.7	7.0	6.7	6.5	6.6	6.5	5.2	3.4	4.9
1987	2.3	2.1	3.3	4.1	4.8	6.2	6.9	6.3	6.1	5.4	4.1	3.6	4.6
1988	3.4	2.9	1.8	3.6	-	7.0	7.1	-	7.2	6.6	6.0	5.6	5.1
1989	-	3.2	1.7	2.3	4.5	6.2	5.7	5.6	6.5	4.7	5.3	4.0	4.5
1990	2.1	1.9	1.9	1.9	3.2	3.3	3.1	3.0	3.1	3.1	2.7	2.1	2.6
1991	2.6	2.1	1.7	2.0	2.8	2.8	2.5	2.6	2.6	2.3	2.1	2.2	2.4
1992	1.6	1.7	1.2	1.4	2.2	3.2	2.7	2.5	3.0	2.4	2.1	2.1	2.2
1993	1.8	1.4	1.3	1.4	2.7	2.6	2.1	2.7	2.8	2.5	2.0	1.6	2.1
1994	2.9	2.6	2.3	3.4	5.1	5.6	6.1	6.0	6.6	6.0	5.2	2.8	4.5
1995	2.8	2.7	3.6	4.0	4.5	6.2	6.0	6.4	6.5	6.4	5.4	4.9	4.9
1996	3.3	2.6	2.0	3.1	6.1	5.9	6.0	5.8	6.0	6.0	5.3	3.0	4.6
1997	3.8	3.2	2.9	3.6	1.7	3.3	2.8	2.6	2.7	2.7	2.7	1.4	2.8
1998	1.4	-	-	1.1	2.0	2.7	2.5	2.6	2.8	3.5	2.1	1.6	2.3
1999	1.9	1.9	1.6	1.8	2.4	2.8	2.4	2.8	3.5	2.9	1.9	1.8	2.3
2000	1.9	2.0	1.7	1.7	2.3	2.9	2.5	2.5	3.3	2.2	1.9	1.5	2.2
2001	1.5	2.1	1.1	1.7	2.3	2.5	2.5	2.8	2.7	2.5	1.7	1.8	2.1
2002	1.7	1.9	1.6	1.5	2.7	2.8	2.5	2.2	2.7	2.3	1.7	1.6	2.1
2003	1.5	1.5	1.5	1.5	2.4	3.0	2.3	2.2	2.1	2.5	1.9	1.4	2.0
2004	1.4	1.4	1.7	1.5	2.2	2.3	2.3	2.1	2.3	2.6	1.8	1.7	1.9
2005	1.5	1.1	1.5	1.4	2.3	2.7	2.5	2.2	2.4	2.5	1.7	1.6	2.0
2006	1.9	1.8	1.4	1.7	2.1	2.5	2.4	2.2	-	2.3	1.9	1.7	2.0
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma	142.0	134.1	134.3	166.0	230.4	278.9	267.1	258.7	262.8	250.7	195.9	160.0	212.7
Media	3.0	2.7	2.7	3.3	4.7	5.6	5.3	5.3	5.6	5.2	4.2	3.3	4.3
Máximo	4.5	4.4	5.0	5.7	7.2	7.5	7.4	7.3	7.5	7.3	6.4	5.6	6.9
Mínimo	1.4	1.1	1.1	1.1	1.7	2.3	2.1	2.1	2.1	2.2	1.7	1.4	0.0

Anexo A VI tabla de nubosidad correspondiente a al ciudad de Managua.

# SECCION B. DIAGRAMAS ELECTRICOS

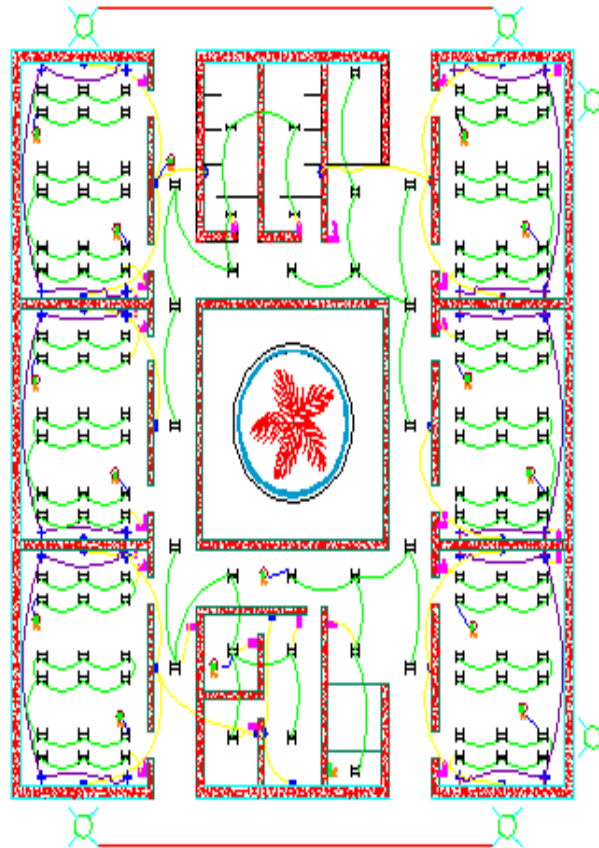
Anexo BI, Diagrama eléctrico de los edificios Marlon Zelaya, Julio Padilla planta baja y planta alta y el edificio Tipo UNAN.

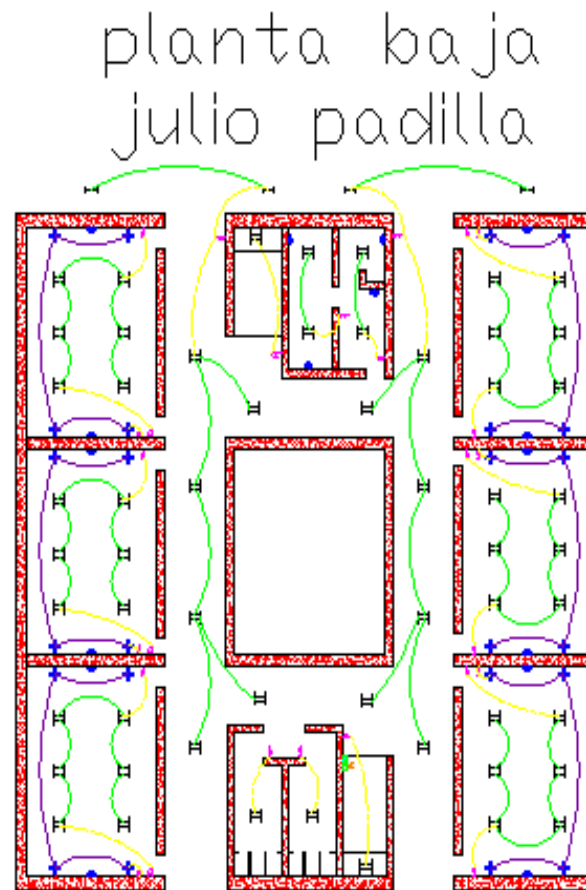
planta baja  
marlon zelaya



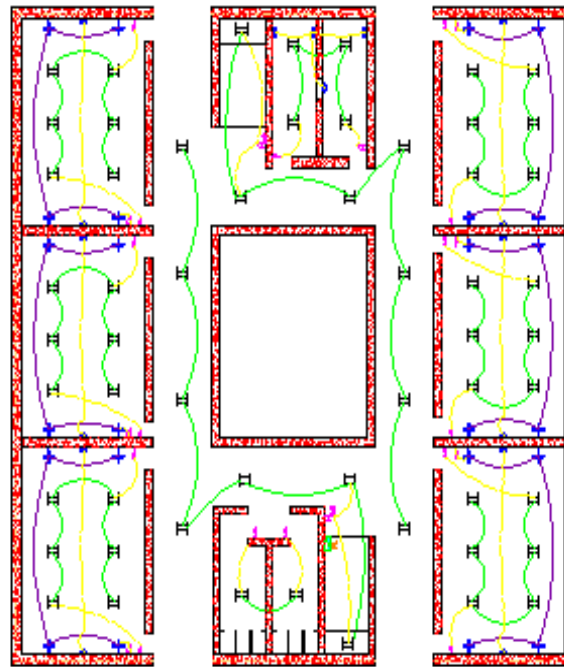


planta alta  
marlon zelaya

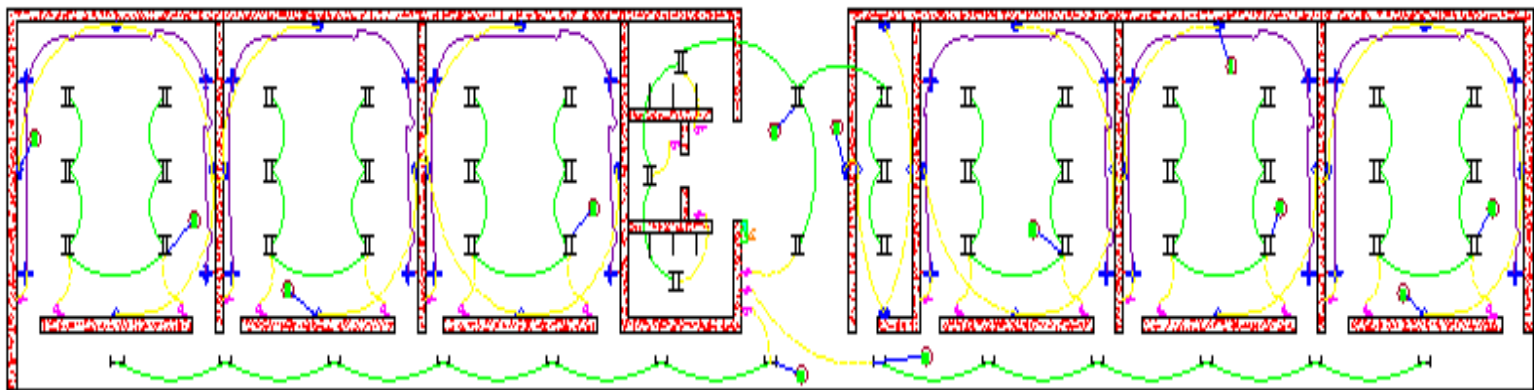


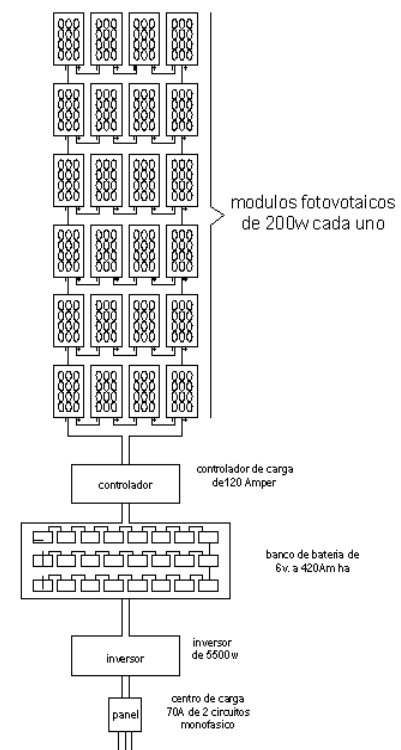
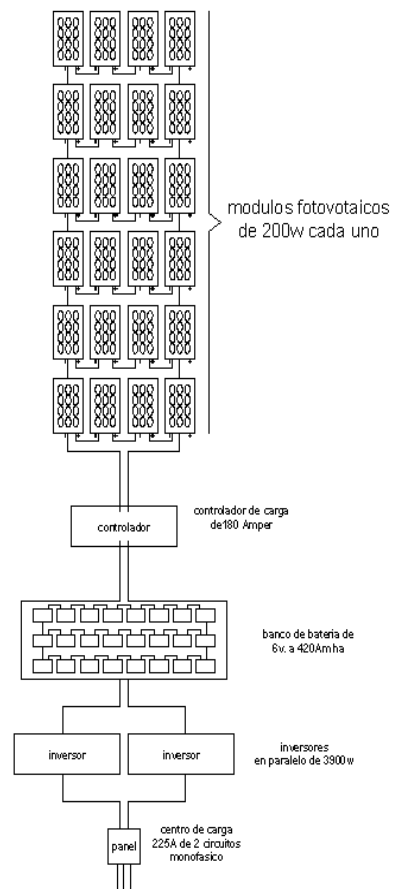
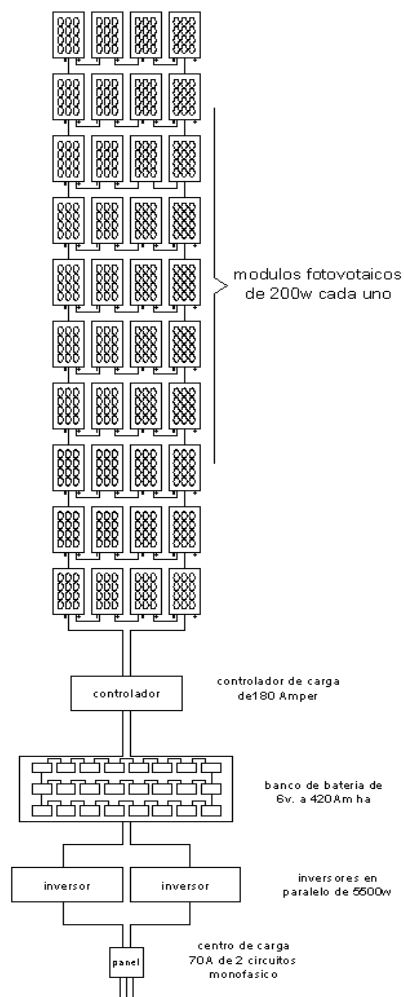


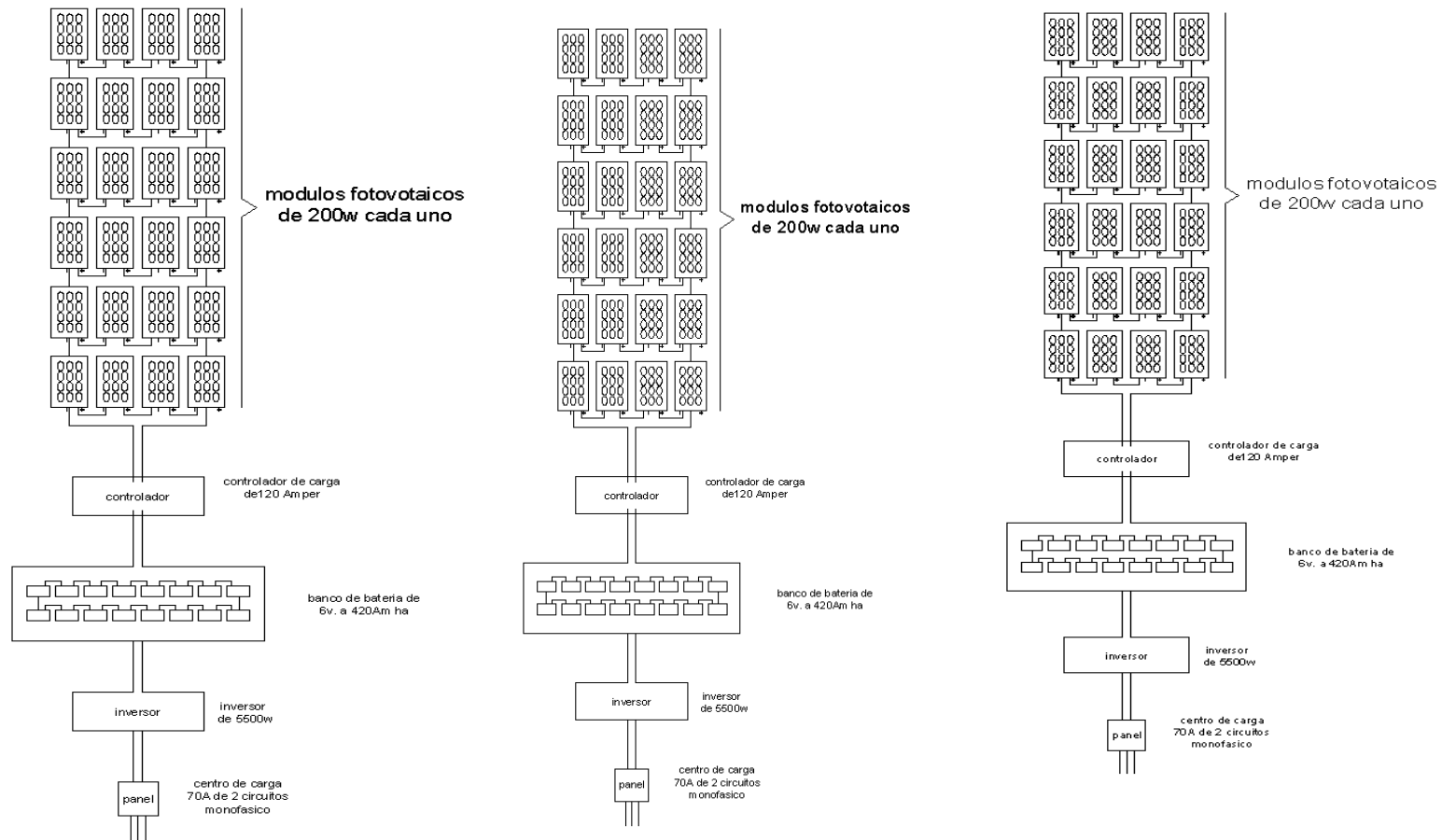
planta alta  
julio padilla



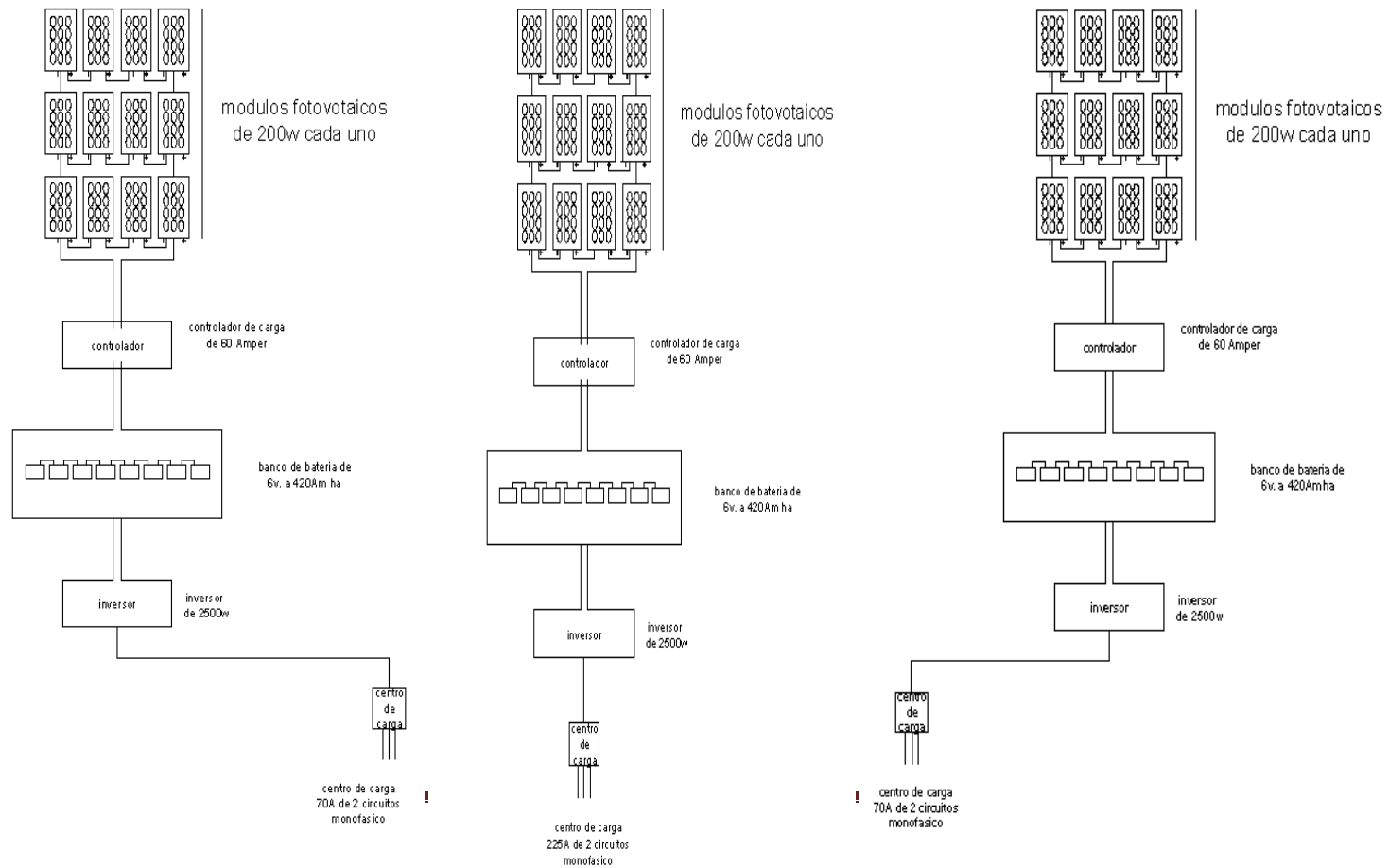
# Edificio tipo unan



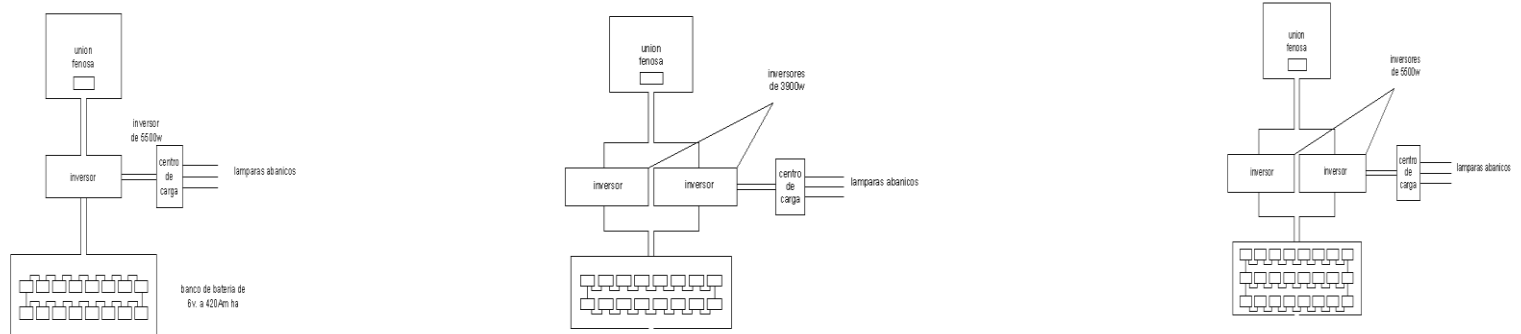




Anexo B II. Diagrama unifilar de los edificios Marlon Zelaya, Julio padilla y Tipo UNAN.

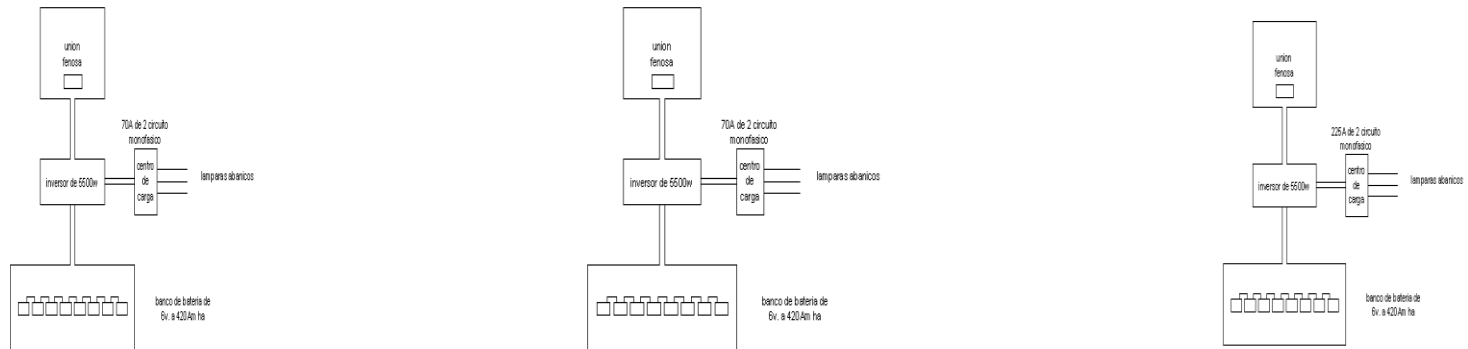


Anexo B III. Diagrama del sistema inversor cargador para el edificio Marlon Zelaya.

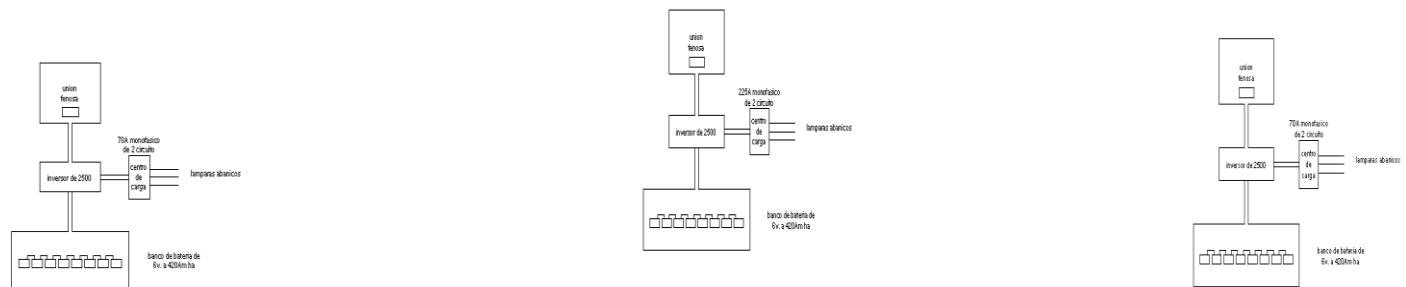




Anexo B IV. Diagrama del sistema inversor cargador para el edificio Julio Padilla.



## Anexo B V. Diagrama del sistema inversor cargador para el edificio tipo UNAN





*Iluminando tu Vida  
con La Energía  
del Futuro*


RUC: 070108-9529

Calle Principal Altamira, de los semáforos  
de BDF 6 mtrs. al Lago • Tel.: 270-5666  
E-mail: erasolar@cable.net.com.ni  
Managua, Nicaragua

**PROFORMA Nº 0131**

FECHA: 29 DE: Julio DEL 2008

Sr. Universidad Nacional de Ingeniería UNI  
Dirección: Managua

CANT.	CODIGO	DESCRIPCION	PRECIO UNIT.	TOTAL
212		Panels Solares 200W	1,200 <sup>=</sup>	252,400 <sup>=</sup>
144		Baterías TROJAN L-16 HC 460 Ah/6V	290 <sup>=</sup>	41,760 <sup>=</sup>
8		Inversores de corriente de 5,500 W/48V TRACE	4,100 <sup>=</sup>	32,800 <sup>=</sup>
3		Inversores de corriente de 2,400 W/48V TRIPPLITEAB	971 <sup>00</sup>	2,913 <sup>=</sup>
Nota: Paneles y Baterías no pagan IVA.  				
Nota: Favor Emitir Ck. a Nombre de ERA SOLAR			SUB-TOTAL	331,873 <sup>00</sup>
<i>Gracias por preferirnos.. No aceptamos devoluciones</i>			I.V.A.	5,356.95
			TOTAL US\$	337,229.95
			EQUIVALENTE CS	

RECIBI CONFORME

ENTREGUE CONFORME



Rotonda Bello Horizonte 420 Mts arriba  
Casa 9-c-d Tel: 249-9871, 251-5152  
y 088-34464. Managua, Nicaragua.  
e-mail: [tecnosol@ibw.com.ni](mailto:tecnosol@ibw.com.ni)

Factura Proforma No: **2706**

**PROFORMA**

Nombre: **CARLOS LOZA**

Atención:

Telefax: -

Fecha: 11 de agosto de 2008

Vendedor: **Lesther Ortiz C.**  
**939-4794**

Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Total
212	Panel solar de 200 watts	1,150.00	243,800.00
160	Baterías 6V/420 Ah	285.00	45,600.00
3	Control de Carga 40 Amps	230.00	690.00
4	Control de Carga de 120 A	500.00	2,000.00
1	Control de Carga de 180 A	750.00	750.00
1	Control de Carga de 250 A	1,200.00	1,200.00
6	Inversores de 5500 Watts	4,100.00	24,600.00
2	Inversores de 3,900 watts	1,000.00	2,000.00
3	Inversores de 2,500 W	1,250.00	3,750.00
			-
SUBTOTAL			324,390.00
Impuesto 15 %			5,248.50
TOTAL U\$			329,638.50

- Favor Elaborar Cheque a Nombre de TECNOSOL, S.A
- El tiempo de entrega es inmediato.
- Forma de Pago: Contra entrega.

## Oferta

[illegible]

El equivalente de la oferta en córdobas se obtiene con la tasa de cambio oficial al día de la compra. Ítems que no estén en stock tardan 15 días hábiles para estar disponibles. De ser aceptada la oferta, favor firmarla y enviarla al fax (505) 2782630.

Recibi Conforme

Día	Mes	Año
22	7	2008

Sres.	Roger Aburto	Teléfono	2600842/8816513
Atención		email	rogeraburto@cablenet.com.ni
Dirección			

[illegible]

El equivalente de la oferta en córdobas se obtiene con la tasa de cambio oficial al día de la compra.  
Ítems que no estén en stock tardan 15 días hábiles para estar disponibles.  
De ser aceptada la oferta, favor firmarla y enviarla al fax (505) 2782630.

Recibí Conforme



**SUNI SOLAR, S.A.**

Día	Mes	Año
22	7	2008

Sres.	Roger Aburto	Teléfono	2600842/8816513
Atención		email	rogeraburto@cablenet.com.ni
Dirección			

[illegible]

Validez de la oferta: 15 días
-------------------------------

El equivalente de la oferta en córdobas se obtiene con la tasa de cambio oficial al día de la compra.  
Ítems que no estén en stock tardan 15 días hábiles para estar disponibles.  
De ser aceptada la oferta, favor firmarla y enviarla al fax (505) 2782630.

Entregué Conforme

Recibí Conforme

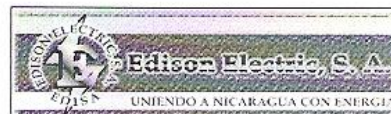






## EDISON ELECTRIC, S.A. (EDISA)

Materiales Electricos de baja y media tensión



### COTIZACION

Señor(es) :  
U N I  
Atencion a:

No.: 26728

Fecha: 12/08/2008

Pag.: 1

Tasa Cambio: 19.4785

Telefono: 1245111

Cotizacion en Cordobas C\$

Estimado(s) Señor(es):

Por medio de la presente y de la manera mas atenta le estamos saludando y al mismo tiempo sometemos a su amable consideración nuestra oferta por el suministro del siguiente material eléctrico.

Codigo	Cantidad	Descripción	Medida	Precio L	Total Linea
0566800100	1.00	CENTRO DE CARGA CH2S MONOFAS.	C/U	280.0000	280.00
0566800105	1.00	CENTRO DE CARGA CH4S MONOFAS.	C/U	460.0000	460.00
0566800115	1.00	CENTRO DE CARGA CH6S MONOFAS.	C/U	550.0000	550.00
0566800125	1.00	CENTRO DE CARGA CH8S MONOFAS. S/M	C/U	560.0000	560.00
0566800135	1.00	CENTRO DE CARGA CH12S MONOFAS S/M	C/U	1,045.0000	1,045.00

Sub Total C\$:	2,895.00
Descuento C\$:	0.00
Total Iva 15% C\$:	434.25
Total C\$:	3,329.25

Equivalente en Dolares \$ 170.92

Observaciones:

NOTA: SUMINISTRO SUJETO A INVENTARIO AL MOMENTO DE LA COMPRA Y CAMBIOS DE PRECIO SIN PREVIO AVISO.

En espera a que la presente sea del agrado de ustedes, y con el afán de poder servirles, nos suscribimos.

Atentamente,

JEANETTE NORORI  
Asesor de Mercadeo y Ventas



Gracias por su compra



**COTIZACION**

**Numero 1094**

Fecha 12/08/2008

Hora 10:42AM

**Para CL001 UNI**

**Ejecutivo de ventas: Oscar Osorio**

**Correo electronico ventas1@selnic.com.ni**

#	Código	Descripción	Cantidad	Precio	Total
1	2401 0091	CENTRO D/CARGA CH2L70SP 1F 02E 1	4	USD 17.02	COR 1,326.10

-----UL-----

Firma: \_\_\_\_\_

Precios sujetos a cambio sin previo aviso  
Validad por los proximos 7 días a partir de esta fecha

Sub Total	COR 1,326.10
Impuesto	COR 198.91
<b>Total</b>	<b>COR 1,525.01</b>
Total en Cordobas	COR 1,525.01

DEL PUENTE EL EDEN, 4 CUADRAS ABAJO, LOCAL DE ESQUINA FRENTE A COTARSA

MANAGUA, NICARAGUA  
TEL. (505) 249-4821 / 249-4820  
FAX. (505) 249-4891







**EDISON ELECTRIC, S.A. (EDISA)**

Materiales Electricos de baja y media tensión



**COTIZACION**

Señor(es) :  
U N I  
Atencion a:  
CARLOS LOZA

No.: 26559

Fecha: 07/08/2008

Pag.: 1

Tasa Cambio: 19.4655

Telefono: 1245111

**Cotizacion en Cordobas C\$**

Estimado(s) Señor(es):

Por medio de la presente y de la manera mas atenta le estamos saludando y al mismo tiempo sometemos a su amable consideración nuestra oferta por el suministro del siguiente material eléctrico.

Codigo	Cantidad	Descripción	Medida	Precio L	Total Línea
0700171001	80.00	CONDUCTOR THHN # 8 NEGRO	MTS	21.5000	1,720.00
0800171203	113.00	CONDUCTOR THHN 4 CABLE ROJO VK	MTS	58.0000	6,554.00

Sub Total C\$:	8,274.00
Descuento C\$:	0.00
Total Iva 15% C\$:	1,241.10
Total C\$:	9,515.10

**Equivalente en Dolares \$ 488.82**

Observaciones:

- Se nos hacen Retención del 2%  
- CK/ Certificado y/o Efectivo  
" EDISON ELECTRIC, S.A.

NOTA: SUMINISTRO SUJETO A INVENTARIO AL MOMENTO DE LA COMPRA Y CAMBIOS DE PRECIO SIN PREVIO AVISO.

En espera a que la presente sea del agrado de ustedes, y con el afan de poder servirles, nos suscribimos.  
Atentamente,

HAROLD MAYORGA  
Asesor de Mercadeo y Ventas



Gracias por su compra





**COTIZACION**

Numero 716

Fecha 29/07/2008

Hora 2:16PM

Para CL001 UNI

Ejecutivo de ventas: Oscar Osorio

Correo electronico ventas1@selnic.com.ni

#	Codigo	Descripción	Cantidad	Precio	Total
1	2114 0039	CABLE THHN 08 7H 100 MTS NEGRO	111	USD 1.34	COR 2,891.83
2	2114 0043	CABLE THHN 04 7H 100 MTS BLANCO	81	USD 2.91	COR 4,582.72
UL				54.71	

Firma:

Precios sujetos a cambio sin previo aviso

Validad por los proximos 7 dias a partir de esta fecha

Sub Total COR 7,474.55

Impuesto COR 1,121.18

**Total** COR 8,595.73

Total en Cordobas COR 8,595.73

SOLICITADO POR CARLOS LOSA

DEL PUENTE EL EDEN, 4 CUADRAS ABAJO, LOCAL DE ESQUINA FRENTE A COTARSA

MANAGUA, NICARAGUA  
TEL: 2494820-2494821 / 249 4891





## FERRETERIA Y MATERIALES DE CONSTRUCCION

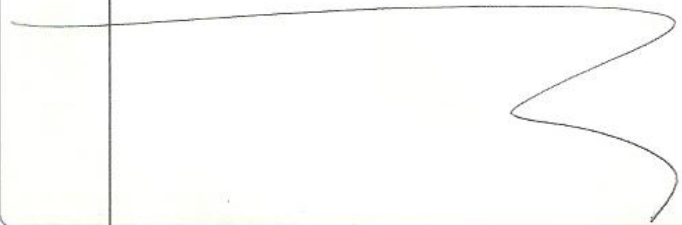
# SANTANA

De los semáforos de Rubenia  
200 mts. al lago, contiguo a Hotel Estrella  
Tel.: 289-1124 • Telefax: 289-0276 • 289-0277

## PROFORMA

№ 21406

RUC: 260751-7072 - MANAGUA, NICARAGUA

SEÑOR (ES):		FECHA	
		DIA	MES
		06	08
DIRECCION:		AÑO	
		08	
CANTIDAD	DESCRIPCION	PREC. UNIT.	TOTAL
120	LAM. TEXTURIZADA 2'x4'x 5mm	44.77	5,372.40
12	ANGULO 12' MF	34.41	412.92
6	CEN. CLAVO ALEROS 1" 6MM.	12.32	73.92
20	CEN. TORAL. 7/16 P/B	15.00	300.00
65	CROSTEE 12' MF	47.12	3,062.80
5	SICRA SANDOFLEX.	27.76	138.80
			
<p>TODO CK DEBE SER GIRADO A NOMBRE DE JOSE SANTANA SOZA.</p> <p>No aceptamos reclamos ni devoluciones después de salida la mercadería de nuestras Bodegas.</p> <p>La mercadería viaja por cuenta y riesgo del comprador</p>		SUB-TOTAL	9,360.84
		15% I.V.A.	1,404.13
		TOTAL C\$	10,764.97
		RECIBI CONFORME	

**El Halcón -Casa Matriz-**  
**PROFORMA DE CONTADO**

**Cliente :** UNI.....  
**Dirección:** .....  
**Vendedor:** .....

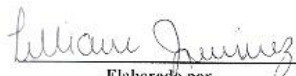
**Telf:** .....

**N° Doc:** 000023455

**Orden:** .....

**FECHA:** 07/Agosto/2008

Código	Descripción	Cantidad	Precio/Und	Sub Total
0602000101	ANGULO M/FINISH 12"	12.00	29.4500	353.40
0710000201	CLAVO P/CANAL 1"	600.00	0.2400	144.00
0602000601	CROSS TEE MILL FINISH 12"	65.00	40.4500	2,629.25
0102005101	LAM. TEXTURIZADA HALCON 2X4X5MM(PLYCEM)	120.00	50.0000	6,000.00
0701005801	TORNILLO P/BROCA GALV 7/16 (15,000 X CAJA)	2,000.00	0.1400	280.00
<b>** EMITIR CK CERT. A NOMBRE DE JUAN ALBERTO CAJINA MARTINEZ **</b>				
Peso = 685.39 kg ***** EXCENTOS DEL 2% *****				
<b>** MAS BARATO, NADIE ** ** MAS BARATO, NADIE ** ** MAS BARATO, NADIE **</b>				<b>VENTA</b>
VALIDA POR 1 DIA, SUJETA A T/C OFICIAL DEL DIA / EXCENTOS DEL 2%				<b>DESCUENTO</b>
MANAGUA ->TELF: 2440280-2497657-2497700-2798267				
CHINANDEGA ->TELF: 3410032-8251063				<b>SUB TOTAL</b>
ESTELI ->TE				
				<b>IMPUESTOS</b>
				<b>TOTAL</b>

  
Elaborado por  
HALCON

Autorizado por  
PC: RICARDO

07/08/2008 12:58:08p.m. Página 1 de 1

**El Halcón -Casa Matriz-**  
**PROFORMA DE CONTADO**

**Cliente :** UNI.....

**Telf:** .....

**N° Doc:** 000023455

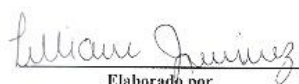
**Dirección:** .....

**Orden:**

**Vendedor:**

**FECHA:** 07/Agosto/2008

Código	Descripción	Cantidad	Precio/Und	Sub Total
0602000101	ANGULO M/FINISH 12"	12.00	29.4500	353.40
0710000201	CLAVO P/CANAL 1"	600.00	0.2400	144.00
0602000801	CROSS TEE MILL FINISH 12"	65.00	40.4500	2,629.25
0102005101	LAM. TEXTURIZADA HALCON 2X4X5MM(PLYCEM)	120.00	50.0000	6,000.00
0701005801	TORNILLO P/BROCA GALV 7/16 (15,000 X CAJA)	2,000.00	0.1400	280.00
<b>** EMITIR CK CERT. A NOMBRE DE JUAN ALBERTO CAJINA MARTINEZ **</b>				
Peso = 685.39 kg ***** EXCENTOS DEL 2% *****				
<b>** MAS BARATO, NADIE ** ** MAS BARATO, NADIE ** ** MAS BARATO, NADIE **</b>				<b>VENTA</b>
VALIDA POR 1 DIA, SUJETA A T/C OFICIAL DEL DIA / EXCENTOS DEL 2%				<b>DESCUENTO</b>
MANAGUA ->TELF: 2440280-2497657-2497700-2798267				<b>SUB TOTAL</b>
CHINANDEGA ->TELF: 3410032-8251063				<b>IMPUESTOS</b>
ESTELI ->TE				<b>TOTAL</b>
				<b>10,817.65</b>

  
Elaborado por  
HALCON

Autorizado por  
PC: RICARDO

07/08/2008 12:58:08p.m. Página 1 de 1

